



Ministerio del Poder Popular de
HIDROCARBUROS

MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA

045-03-DV-01-10-M-01

JUNIO 2026



CONTROL DE LA ELABORACIÓN O ACTUALIZACIÓN

DATOS DE LA ELABORACIÓN O ACTUALIZACIÓN

Nuevo



Actualización

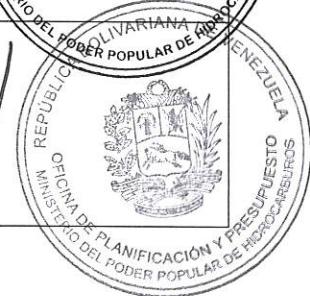


DESCRIPCIÓN GENERAL

Se establecen las normas y definiciones de los recursos de hidrocarburos que deben ser utilizadas por todas las empresas operadoras que realicen actividades primarias en el sector de hidrocarburos en la República Bolivariana de Venezuela. Se establecen los formatos y procedimientos para la entrega ante el Estado venezolano de los valores resultantes de la cuantificación de recursos realizada por las operadoras.

DEROGATORIA

ESTE MANUAL FUE DEBIDAMENTE VALIDADO Y ELABORADO POR

VALIDADO POR	
Cindy Rondón Córdova Viceministra de Gas	Firma y Sello  
Leonardo Arturo Morgado Director General (E) de Exploración Petrolera	 
Arelis Yoyimar Chaye Pérez Directora General de la Oficina de Planificación y Presupuesto	 

ELABORACIÓN TÉCNICA

Despacho de Viceministra de Petróleo Aliendres Neylu, Espinoza Carlos, González Jessica, Medina Marcos, Montilla Rixio, Torres Gabriela
Despacho de Viceministra de Gas Roberto Conde, Rafael Ferrer, Flores Néstor, William Márquez
Despacho de Viceministra de Inteligencia Artificial y Eficiencia Productiva en Hidrocarburos: Chavarro Wilmer, Navarro Francisco
Dirección Ejecutiva de Exploración y Estudios Integrados de Yacimientos Aro Rosimar, Calvo Johangel, Permonti Karine, Rafael Ramírez, Serrano Asisclo
Dirección Ejecutiva del Banco Soberano de Datos de Petróleo y Gas: Hernández Yodalmi, López Carlos
PDVSA CVP González Bárbara, Lanza Ernesto, Núñez Marisela
PDVSA INTEVEP, S.A. Flores Len, Romero Hugo



	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 5 de 111 Fecha:
---	---	--	-----------------------------

INDICE

	LISTA DE ILUSTRACIONES	Pág. 7
	LISTA DE TABLAS	8
	LISTA DE TABLAS DE ANEXOS	9
I.	INTRODUCCIÓN	11
II.	OBJETIVO	12
III.	ALCANCE	12
IV.	BASE JURÍDICA NORMATIVA	13
V.	RECURSOS DE HIDROCARBUROS	14
1.1.	Reservas de Hidrocarburos	14
1.1.1.	Criterio de Certidumbre de Ocurrencia	15
	Reservas Probadas	15
1.1.2.	Criterio de Facilidades de Producción	19
	Reservas Probadas Desarrolladas	19
	Reservas Probadas No Desarrolladas	19
1.1.3.	Criterio de Métodos de Recuperación	21
	Reservas Primarias	21
	Reservas Suplementarias	21
1.1.4.	Criterio de Certidumbre de Ocurrencia	21
	Reservas Probables	21
	Reservas Posibles	25
1.2.	Recursos Exploratorios	28
1.2.1.	Prospecto Exploratorio	28
1.2.2.	Indicio Exploratorio o Lead	28
1.2.3.	Área Potencialmente Prospectiva o "Play"	29
1.2.4.	Oficialización de Volúmenes de los Recursos Exploratorios	30
VI.	ESTIMACION DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS	31
2.1.	Métodos de Estimación de Reservas	31
2.1.1.	Método Volumétrico	31
2.1.2.	Método de Balance de Materiales	38
2.1.3.	Método de Declinación de Producción	40
2.2.	Enfoques de Estimación de Reservas	42
2.2.1.	Enfoque por Analogía	42
2.2.2.	Enfoque Determinístico	43
2.2.3.	Enfoque Probabilístico	45
VII.	SOMETIMIENTO DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS	47
3.1.	Normas para el Sometimiento de Recursos de Hidrocarburos	47
3.2.	Presentación de los Sometimientos de Recursos de Hidrocarburos ante el Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos	50
3.2.1.	Documento de Solicitud de CAMBIO DE RESERVAS	50
3.2.2.	Informe Técnico	52
3.3.	Tipo de Sometimiento	55
3.3.1.	Sometimiento de Cambios de Reservas por Descubrimiento	55
3.3.2.	Sometimiento de Cambios de Reservas por Extensión	56
3.3.3.	Sometimiento de Cambios de Reservas por Revisión	57
3.4.	Mapas de Reservas	57
3.4.1.	Especificaciones para la elaboración de Mapas Isópaco-estructurales	58
3.5.	Representaciones Gráficas Adicionales	62
3.6.	Documento de Solicitud de Actualización de la Base de Recursos Exploratorios	62



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 6 de 111 Fecha:
---	--	------------------------------------

VIII.	INFORME ANUAL DE RESERVAS	64
4.1.	Categoría A - Reservas de Petróleo y Condensado	65
4.2.	Categoría B - Líquidos de Gas Natural en Planta	68
4.3.	Categoría C y D- Gas Natural Asociado y No Asociado con el Petróleo	69
IX.	BIBLIOGRAFÍA	71
X.	GLOSARIO DE TÉRMINOS	72
XI.	ANEXOS	76
	Anexo A. Relaciones de Unidades y Conversiones	76
	Anexo B. Tablas de Datos Básicos	78
	Anexo C. Simbología Oficial para Mapas	84
	Anexo D. Tablas de Informe Anual	92
	Anexo E. Comunicación Tipo	111



	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 7 de 111 Fecha:
---	---	--	-----------------------------

LISTA DE ILUSTRACIONES

Figura		Pág.
1.1.	Mapa isópaco-estructural de un yacimiento de reservas probadas caso 1.	15
1.2.	Mapa isópaco-estructural de un yacimiento de reservas probadas caso 2.	16
1.3.	Mapa isópaco-estructural de dos yacimientos de reservas probadas. Recuperación Suplementaria.	17
1.4.	Mapa isópaco-estructural de dos yacimientos de reservas probadas. Proyecto Piloto exitoso.	18
1.5.	Mapa isópaco-estructural de un yacimiento mostrando las áreas de reservas probadas desarrolladas (área en blanco con pozos productores e inyectores) y no desarrolladas (área en gris sin pozos).	20
1.6.	Mapa isópaco-estructural de dos yacimientos serie 100. Nótese que los yacimientos sólo tienen pozos interpretados.	22
1.7.	Mapa isópaco-estructural de un yacimiento probado, mostrando un volumen probable serie 200 (zona gris). Este volumen está en continuidad estratigráfica y estructuralmente más bajo que el volumen probado (zona blanca entre la línea verde continua).	23
1.8.	Mapa isópaco-estructural de un yacimiento probado, mostrando un volumen probable serie 300.	24
1.9.	Mapa isópaco-estructural de una acumulación de hidrocarburos mostrando tres (3) volúmenes con diferentes certidumbres: área probada, área probable 200 y área posible 800 (zona gris).	26
1.10.	Mapa isópaco-estructural mostrando un volumen serie 900 separado de un yacimiento probado por una falla sellante.	27
1.11.	Esquemmatización de los tipos de áreas potencialmente prospectivas.	29
2.1.	a) Principio de aplicación para yacimientos de petróleo, b) Ecuación general de balance de materiales para yacimientos de petróleo.	38
2.2.	a) Principio de aplicación para yacimientos de gas no asociado, b) Ecuación general de balance de materiales para yacimientos de gas no asociado.	38
2.3.	Tipos de declinación de producción y sus expresiones de tasa-tiempo según el Modelo de Arps (1945).	40
2.4.	Enfoque probabilístico aplicado al método volumétrico.	46
3.1.	Símbolo de pozo y arreglo de sus datos.	60
3.2.	Caso de pozo desviado.	61



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 8 de 111
		Fecha:

LISTA DE TABLAS

Tabla		Pág.
1.1.	Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos.	14
2.1.	Abreviaturas y Unidades.	36
2.2.	Abreviatura y Unidades para la ecuación general de balance de materiales.	39
2.3.	Fórmulas para las estimaciones de reservas por declinación de producción.	41
2.4.	Abreviatura y Unidades para curvas de declinación de producción.	42
2.5.	Fórmulas para las estimaciones de promedios de ponderación matemática.	44
3.1.	Especificaciones de Código de Sometimiento.	48
3.2.	Ejemplos de Códigos de Sometimientos.	48
3.3.	Lapsos de entrega para sometimiento de recursos de hidrocarburos.	49
3.4.	Esquema para contribuciones de reservas.	51
3.5.	Nomenclatura para identificar el tipo de hidrocarburos.	52
3.6.	Tabla de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas.	54
3.7.	Asignación de colores de acuerdo al fluido.	61
4.1.	Nombre de las Tablas Oficiales anuales para reservas de petróleo y condensado.	67
4.2.	Nombre de las Tablas Oficiales anuales para reservas de líquidos de gas natural.	69
4.3.	Nombre de las Tablas Oficiales anuales para reservas de gas asociado.	70
4.4.	Nombre de las Tablas Oficiales anuales para reservas de gas no asociado	70



	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 9 de 111 Fecha:
---	---	--	-----------------------------

LISTA DE TABLAS DE ANEXOS

Tabla de Anexos		Pág.
A-1	Equivalencias relacionadas al sistema internacional de unidades.	76
A-2	Nombre para los órdenes de magnitud.	77
B-1	Tabla de datos básicos para condensado y gas natural no asociado (DB-1).	78
B-2	Tabla de datos básicos para petróleo y gas asociado (DB-2).	79
B-3	Tabla de datos básicos para gas natural no asociado (DB-3).	80
B-4	Tabla de datos básicos para petróleo por recuperación suplementaria (DB-4).	81
B-5	Tabla de datos básicos para gas húmedo (DB-5).	82
B-6	Hoja de comentarios de reservas probadas.	83
C-1	Simbología general para mapas bases o estructurales.	84
C-2	Símbolos básicos para mapas isópaco e isópaco-estructurales.	85
C-3	Símbolos para pozos inyectoros.	86
C-4	Símbolos de fluidos combinados.	87
C-5	Símbolos para pozos horizontales y reentrada.	88
C-6	Símbolos para representar yacimientos y prospectos.	89
C-7	Símbolos para representar los datos de pozos.	90
C-8	Clasificación LAHEE de localización de Pozos.	91
D-1	Datos básicos y reservas probadas de condensado por yacimiento (IIIA-1A)	92
D-1	Datos básicos y reservas probadas de condensado por yacimiento-continuación (IIIA-1A).	92
D-2	Datos básicos y reservas probadas de petróleo por yacimiento (IIIA-1B).	93
D-2	Datos básicos y reservas probadas de petróleo por yacimiento-continuación (IIIA-1B).	93
D-3	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas probadas de petróleo y condensado (IIIA-1C).	94
D-4	Datos básicos y reservas probables de condensado (IIIA-2A).	94
D-5	Datos básicos y reservas probables de petróleo (IIIA-2B).	95
D-6	Reservas probables de yacimientos cuyos programas de recuperación adicional no han sido presentados ni aprobados por el MPPH (IIIA-2C).	95
D-7	Datos básicos y reservas probables de petróleo y condensado por reinterpretación de parámetros (IIIA-2C1).	96
D-8	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas probables de petróleo y condensado (IIIA-2D).	96
D-9	Datos básicos y reservas posibles de condensado (IIIA-3A).	97
D-10	Datos básicos y reservas posibles de petróleo (IIIA-3B).	97
D-11	Reservas posibles de yacimientos cuyos programas de recuperación adicional no han sido presentados ni aprobados por el MPPH (IIIA-3C)	98
D-12	Datos básicos y reservas posibles de petróleo y condensado por reinterpretación de parámetros (IIIA-3C1).	98
D-13	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas posibles de petróleo y condensado (IIIA-3D).	99
D-14	Resumen de reservas probadas de petróleo y condensado (IIIA-4).	99



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 10 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

D-15	Resumen de reservas probadas de petróleo y condensado sometidas a recuperación suplementaria (IIIA-5).	100
D-16	Resumen de reservas probadas, probables y posibles de petróleo y condensado (IIIA-6).	100
D-17	Reservas probadas de hidrocarburos líquidos de gas natural LGN (IIIB).	101
D-18	Reservas probables y posibles de hidrocarburos líquidos de gas natural LGN (IIIB-1).	101
D-19	Datos de reservas probadas de gas seco asociado con el condensado (IIIC-1A)	102
D-20	Datos de reservas probadas de gas natural asociado con el petróleo (IIIC-1B).	102
D-20	Datos de reservas probadas de gas natural asociado con el petróleo-continuación (IIIC-1B).	103
D-21	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas probadas de gas asociado con petróleo y el condensado (IIIC-1C).	103
D-22	Datos básicos de reservas probables de gas seco asociado con el condensado (IIIC- 2A).	104
D-23	Datos básicos de reservas probables de gas natural asociado con el petróleo (IIIC-2B).	104
D-24	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas probables de gas asociado con el petróleo y el condensado (IIIC-2C).	105
D-25	Datos básicos y reservas posibles de gas seco asociado con el condensado (IIIC- 3A).	105
D-26	Datos básicos y reservas posibles de gas natural asociado con el petróleo (IIIC-3B).	106
D-27	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas posibles de gas asociado con el petróleo y el condensado (IIIC-3C)	106
D-28	Datos básicos y reservas probadas de gas natural no asociado (IIID-1A).	107
D-29	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas probadas de gas natural no asociado (IIID-1B).	107
D-30	Datos básicos y reservas probables de gas natural no asociado (IIID-2A).	108
D-31	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas probables de gas natural no asociado (IIID-2B)	108
D-32	Datos básicos y reservas posibles de gas natural no asociado (IIID-3A).	109
D-33	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas posibles de gas natural no asociado (IIID-3B).	109
D-34	Resumen de reservas probadas, probables y posibles de gas natural (IIIE).	110
D-35	Resumen de reservas probadas de gas (IIIE-1).	110
	Anexo E Comunicación Tipo	111



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 11 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

I. INTRODUCCIÓN

El Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos de la República Bolivariana de Venezuela es el órgano encargado de la formulación, regulación y seguimiento de las políticas públicas en materia de hidrocarburos, de la planificación, realización y fiscalización de las actividades del sector en esa materia. En tal sentido, lo relativo a la estimación y cuantificación de los recursos de hidrocarburos se considera el punto de partida para incrementar la potencialidad de la Nación a los fines de atraer inversión y tecnología en materia de energía y avanzar progresivamente en su posicionamiento entre los principales productores de petróleo y gas.

En el referido contexto, este Ministerio plantea la actualización del Manual “**Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos**” contentivo de las definiciones de recursos de hidrocarburos, su clasificación, normas, formatos, métodos de cálculos de los volúmenes de hidrocarburos (descubiertos y no descubiertos), procedimientos específicos para el sometimiento de cambios de volúmenes de los recursos, así como una descripción de los requisitos a consignar en las solicitudes para dichos cambios, los cuales deben ser acatados por las Empresas Operadoras en el sector de los hidrocarburos.

Con este manual se constituye un esquema normativo y metodológico robusto que garantiza la rigurosidad, y formaliza los estándares regulatorios indispensables para administrar las reservas energéticas, salvaguardando la soberanía y el patrimonio de la Nación, en el marco de la Nueva Ley de Hidrocarburos.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 12 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

II. OBJETIVO

Establecer las definiciones, métodos de estimación, normas y metodologías para el sometimiento de los recursos de hidrocarburos que son de obligatorio cumplimiento por parte de las Empresas Operadoras que realicen actividades primarias en el sector de hidrocarburos en la República Bolivariana de Venezuela, así como, los lineamientos para la elaboración del Informe Anual de Reserva.

III. ALCANCE

Este Manual está dirigido a todas las Empresas Operadoras que realizan actividades primarias en el sector de los hidrocarburos en la República Bolivariana de Venezuela.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 13 de 111
		Fecha:

IV. BASE JURÍDICA NORMATIVA

- Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, publicada en Gaceta Oficial N° 36.860 de fecha 30/12/1999, con Enmienda N°1 publicada en Gaceta Oficial Extraordinario N° 5.908 de fecha 19/02/2009.
- Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicada en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 6.978 Extraordinario de fecha 29/01/2026.
- Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos. Publicada en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 36.793 de fecha 23/9/1999.
- Ley de Simplificación de Trámites Administrativos, publicada en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N°6.149 Extraordinario de fecha 18/11/2014.
- Ley Orgánica para la Celeridad y Optimización de Trámites Administrativos, publicada en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N°7.018 Extraordinario de fecha 08/04/2026.
- Ley Orgánica de Procedimientos Administrativos, publicada en Gaceta Oficial de la República de Venezuela N°2.818 Extraordinario de fecha 01/07/1981.
- Ley de Geografía, Cartografía y Catastro Nacional, publicada en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 37.002 de fecha 28/07/2000.
- Decreto N° 840, mediante el cual se dicta el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos Gaseosos, publicada en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 5.471 Extraordinario de fecha 5/6/2000.
- Resolución del Ministerio de Energía y Petróleo N° 369 de fecha 31/10/2005, mediante el cual se crea el Registro Nacional de Hidrocarburos, publicada en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 38.316 de fecha 17/11/2005.



V. RECURSOS DE HIDROCARBUROS

Los recursos de hidrocarburos son los volúmenes estimados de petróleo crudo, condensado, gas natural, líquidos del gas natural y otras sustancias asociadas que se estima pueden existir en el subsuelo, tanto descubiertos como por descubrir. Estos se pueden clasificar en:

- Reservas de Hidrocarburos (recursos descubiertos).
- Recursos Exploratorios (recursos no descubiertos).

1.1. Reservas de Hidrocarburos

Las reservas de hidrocarburos son los volúmenes estimados de petróleo crudo, condensado, gas natural, líquidos del gas natural y otras sustancias asociadas, que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante.

La comercialidad de las reservas de hidrocarburos depende de su aprovechamiento, bien sea en términos de valor de uso para el desarrollo nacional o como valor de intercambio. Según la certidumbre de ocurrencia, las facilidades de producción o el método de recuperación, las reservas se clasifican según se muestra en la Tabla 1.1.

Tabla 1. 1. Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos

Criterio	Clasificación de las Reservas	
Certidumbre de Ocurrencia	Probadas	- Caso 1 - Caso 2 - Caso 3
Facilidades de Producción	Probadas Desarrolladas	- Productoras - No Productoras
	Probadas No Desarrolladas	-
Método de Recuperación	Probadas	- Primarias - Suplementarias
Certidumbre de Ocurrencia	Probables	- Serie 100 - Serie 200 - Serie 300 - Serie 400 - Serie 500
	Posibles	- Serie 600 - Serie 700 - Serie 800 - Serie 900 - Serie 1000 - Serie 1100



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 15 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

1.1.1. Criterio de Certidumbre de Ocurrencia

Reservas Probadas

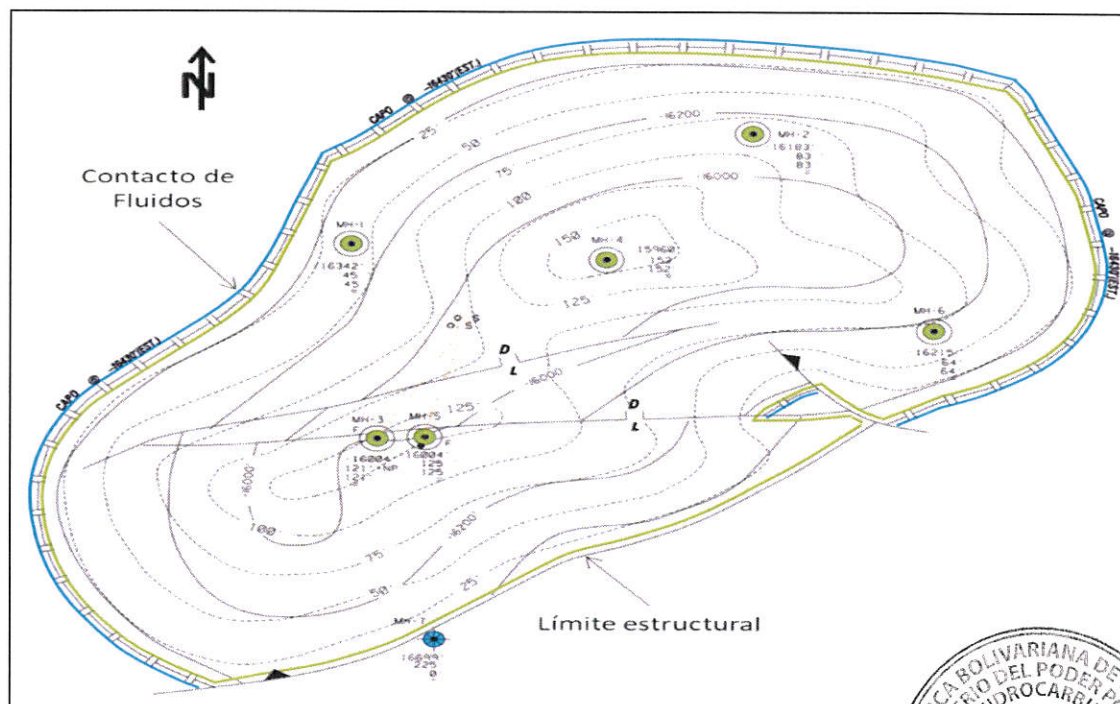
Las reservas probadas son los volúmenes, estimados con razonable certeza, de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas que pueden recuperarse comercialmente, con base en información geológica y de ingeniería disponible, considerando las condiciones económicas, las prácticas operativas establecidas, las leyes y las regulaciones gubernamentales vigentes.

El término "razonable certeza" indica un alto grado de confianza en la ocurrencia de que las cantidades estimadas serán recuperadas.

En este contexto son reservas probadas, los casos que se enumeran y describen a continuación:

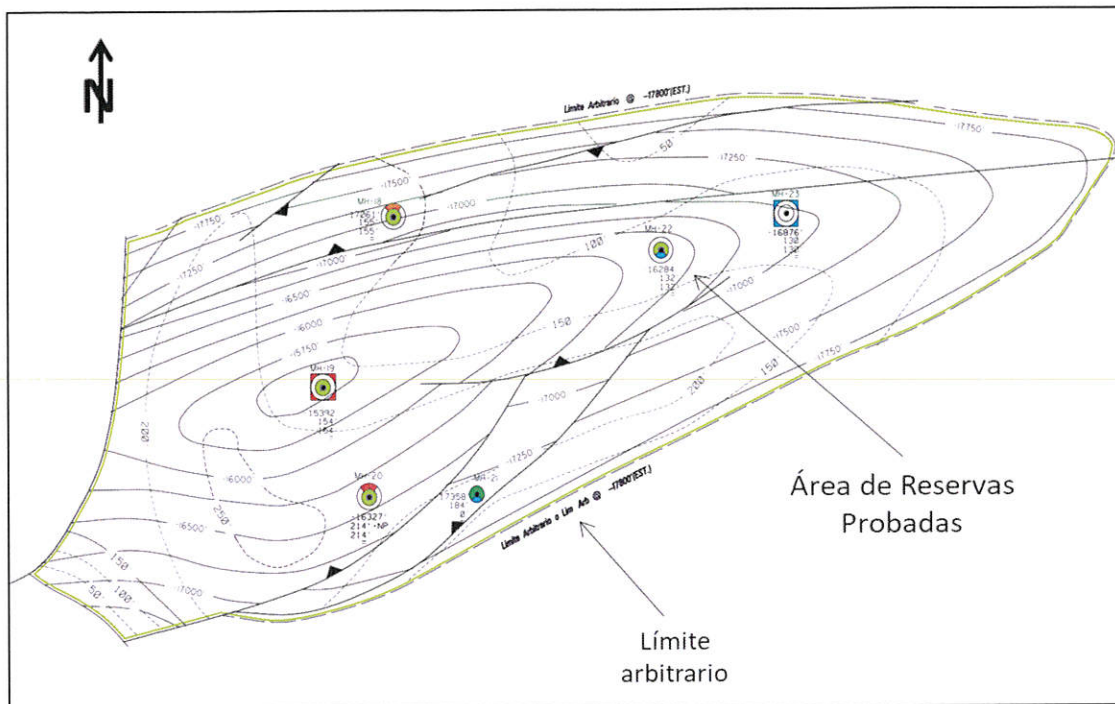
Caso 1: Los volúmenes de hidrocarburos en yacimientos con producción comercial, o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción, que han sido delimitados por la información estructural, estratigráfica, de contactos de fluidos de los pozos perforados en ellos o por límites arbitrarios razonables (Figura 1.1).

Figura 1.1. Mapa isópaco-estructural de un yacimiento de reservas probadas caso 1



Caso 2: Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos que están siendo sometidos a proyectos comerciales de recuperación suplementaria, tales como inyección de agua, inyección de gas, mantenimiento de presión, métodos térmicos, entre otros.

Figura 1.2. Mapa isópaco-estructural de un yacimiento de reservas probadas caso 2



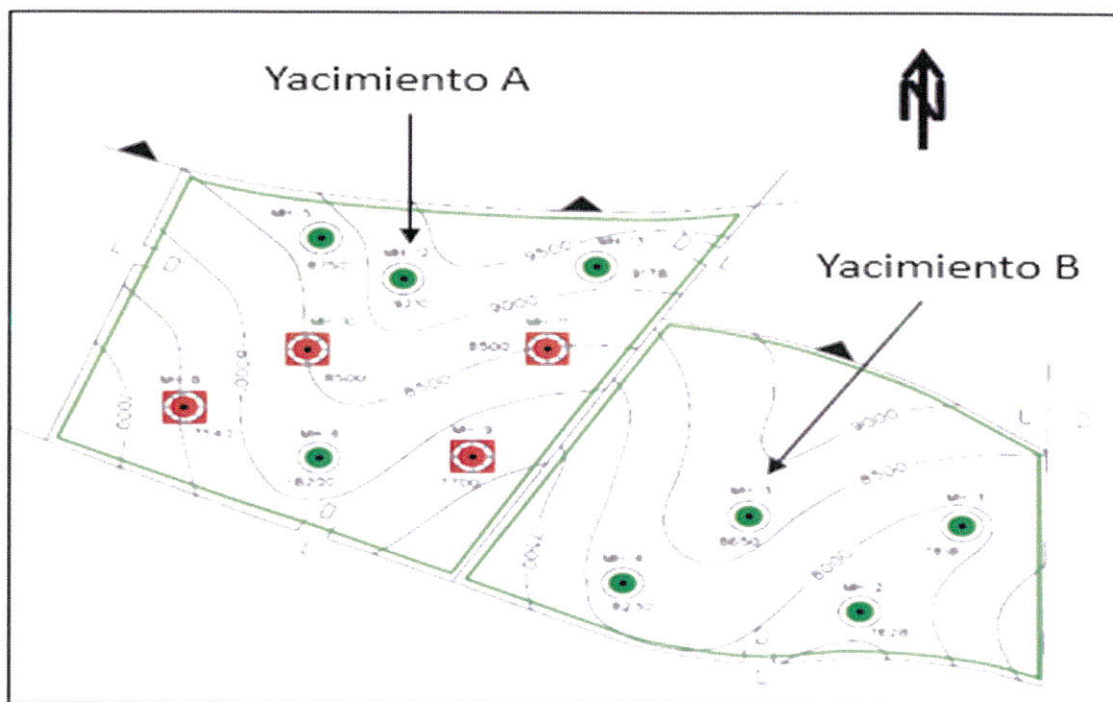
Caso 3: Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación suplementaria comprobados, cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- El estudio de geología e ingeniería que sustentan los volúmenes está basado en un proyecto piloto exitoso en ese yacimiento, o en una respuesta favorable a un proyecto de recuperación adicional de un yacimiento análogo en las áreas cercanas, con características de rocas, de fluidos y mecanismos de empuje similares. La similitud de estas características debe estar respaldada por estudios de geología e ingeniería.
- Es razonablemente cierto que el proyecto se llevará a cabo.



	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 17 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

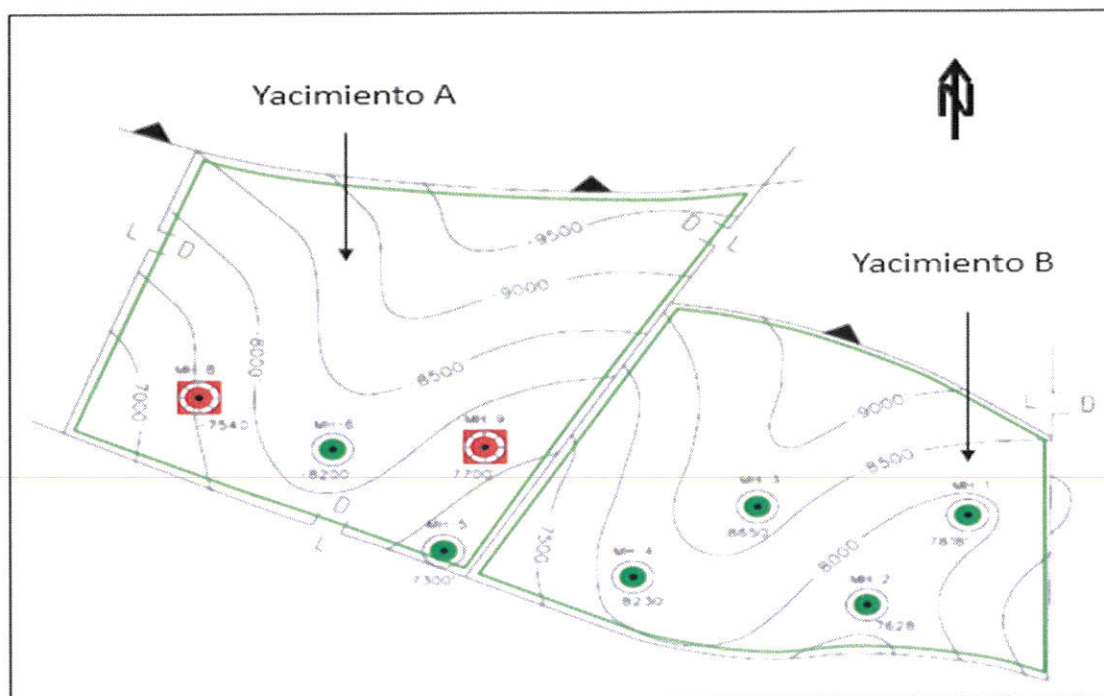
Figura 1.3. Mapa isópaco-estructural de dos yacimientos de reservas probadas. Recuperación Suplementaria



El yacimiento A tiene una respuesta favorable de un proyecto de recuperación adicional, por lo tanto, puede tener asignado un volumen de reservas probadas caso 3 (recuperación suplementaria); y el yacimiento B puede tener asignado un volumen de reservas probadas caso 3 (recuperación suplementaria), debido a que su análogo es el yacimiento A y este presenta una respuesta favorable de un proyecto de recuperación adicional.



Figura 1.4. Mapa isópaco-estructural de dos yacimientos de reservas probadas.
Proyecto Piloto exitoso



El yacimiento A posee un proyecto piloto exitoso, por lo tanto, puede tener asignado un volumen de reservas probadas caso 3 (recuperación suplementaria); y el yacimiento B no puede tener asignado un volumen de reservas probadas caso 3 (recuperación suplementaria), debido a que su análogo es el yacimiento A y este sólo presenta un proyecto piloto exitoso.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 19 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

1.1.2. Criterio de Facilidades de Producción

Reservas Probadas Desarrolladas

Las reservas probadas desarrolladas son los volúmenes que se pueden recuperar por pozos e instalaciones de producción disponibles. Dentro de esta definición se incluyen los volúmenes detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor en comparación a perforar y completar un pozo nuevo en el mismo objetivo para incorporarlos a producción. También se incluyen los volúmenes que se esperan obtener por la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios estén instalados.

Las reservas probadas desarrolladas se clasifican en:

- **Productoras.** Volumen de reservas desarrolladas que se espera recuperar de intervalos completados y en producción al momento de la estimación. Las reservas desarrolladas por recuperación suplementaria son consideradas productoras solamente después de que un proyecto de recuperación suplementaria entra en operación.
- **No Productoras.** Volumen de reservas desarrolladas cerradas a producción que se esperan recuperar de intervalos completados que no han iniciado producción o fueron cerrados por razones mecánicas, conexiones de líneas u otras causas y el tiempo cuando iniciarán es incierto. Dentro de esta definición se incluyen los volúmenes detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor.

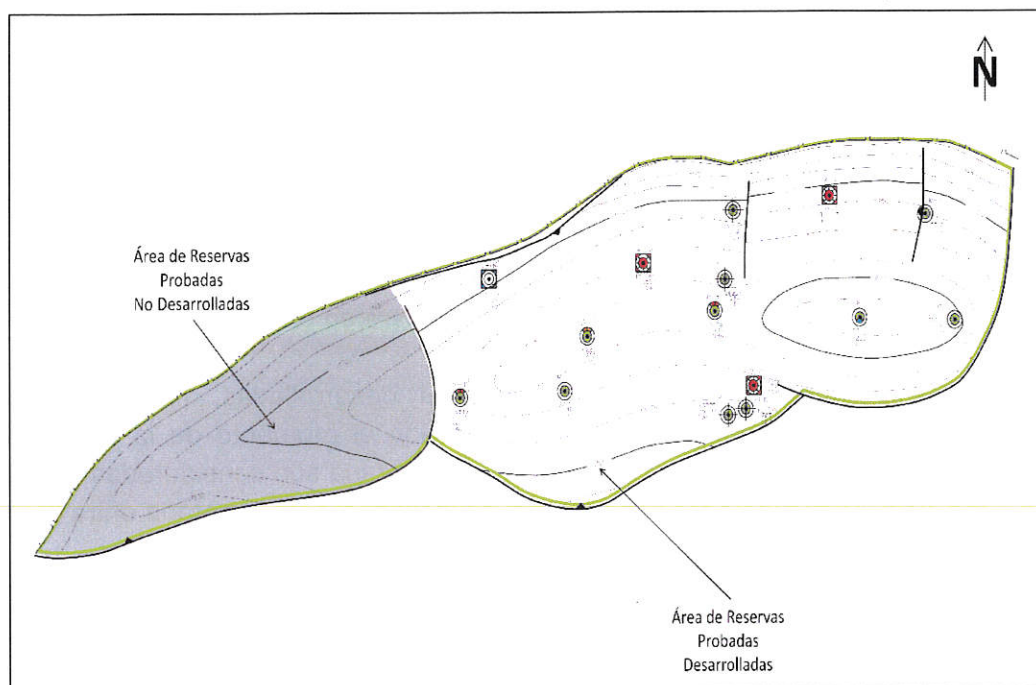
Reservas Probadas No Desarrolladas

Las reservas probadas no desarrolladas son los volúmenes que se esperan recuperar de nuevas instalaciones o actividades, tales como:

- Construcción de pozos en áreas no perforadas.
- Profundización de pozos para alcanzar un yacimiento diferente.
- Reacondicionamiento o recompletación de pozos ya existentes.
- Facilidades de producción y transporte de recuperación primaria o proyectos de recuperación suplementaria, cuando los equipos necesarios no estén instalados.



Figura 1.5. Mapa isópaco-estructural de un yacimiento mostrando las áreas de reservas probadas desarrolladas (área en blanco con pozos productores e inyectores) y no desarrolladas (área en gris sin pozos)



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 21 de 111
		Fecha:

1.1.3. Criterio de Métodos de Recuperación

Reservas primarias: Son las cantidades de hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento.

Reservas suplementarias: Son las cantidades adicionales de hidrocarburos que se pudieran recuperar, como resultado de la incorporación de una energía adicional al yacimiento, a través de métodos de recuperación suplementaria, tales como inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento o a desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción.

1.1.4 Criterio de Certidumbre de Ocurrencia

Reservas Probables

Las reservas probables son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería disponible indican que pueden recuperarse comercialmente, con menor certeza que las reservas probadas, considerando las condiciones económicas, las prácticas operativas establecidas, las leyes y las regulaciones gubernamentales vigentes.

Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

En Venezuela se ha establecido un sistema de series numeradas, para indicar los casos que califican como reservas probables, para identificarlas de acuerdo al riesgo y probabilidad de existencia:

Serie 100: Son los volúmenes que podrían recuperarse de yacimientos en cuyos pozos no se han efectuado pruebas de producción, pero las características de sus perfiles o núcleos indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia. (Figura 1.6).

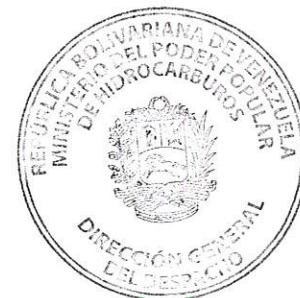
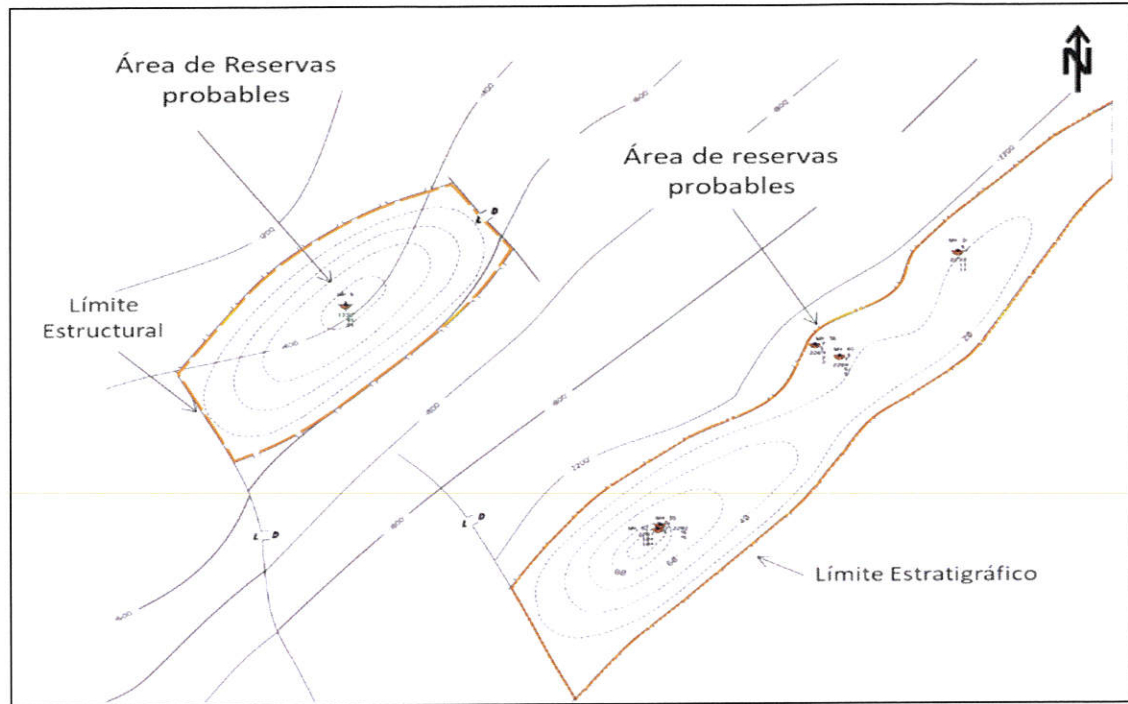


Figura 1.6. Mapa Isópaco-estructural de dos yacimientos serie 100. Nótese que los yacimientos sólo tienen pozos interpretados



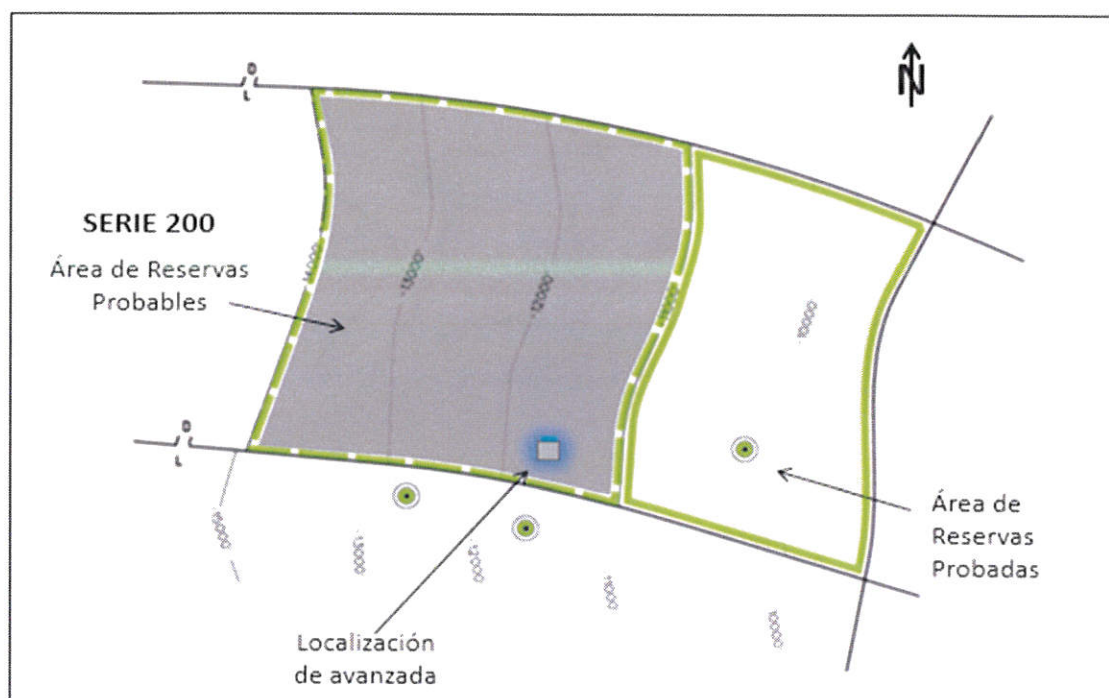
Serie 200: Son los volúmenes que podrían recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de un yacimiento, en donde no se ha determinado el contacto agua-hidrocarburo y en donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más bajo.

Los volúmenes serie 200 están en continuidad estratigráfica y estructuralmente más bajo que un volumen de reservas probadas. Administrativamente, estos dos volúmenes deben ser reportados como dos yacimientos. El límite entre el volumen de reservas probadas y el volumen de reservas probables 200 es un plano horizontal. (Figura 1.7).



	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 23 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

Figura 1.7. Mapa isópaco-estructural de un yacimiento probado mostrando un volumen probable serie 200 (zona gris). Este volumen está en continuidad estratigráfica y estructuralmente más bajo que el volumen probado (zona blanca entre la línea verde continua)

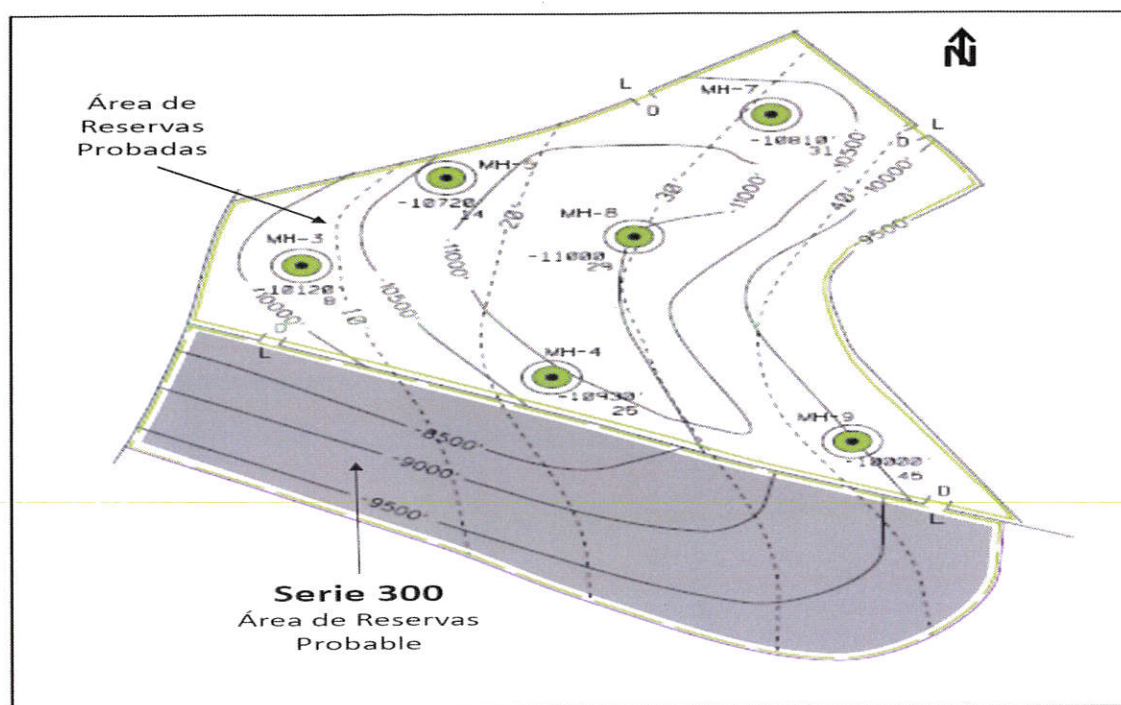


Serie 300: Son los volúmenes que pudiera contener un área adyacente a un yacimiento conocido, pero separada de este por fallas sellantes, siempre que en dicha área exista razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación. (Figura 1.8).



	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 24 de 111 Fecha:
---	---	--	------------------------------

Figura 1.8. Mapa isópaco-estructural de un yacimiento probado, mostrando un volumen probable serie 300



Serie 400: Son los volúmenes adicionales que podrían recuperarse de yacimientos probados, si se aplicase procedimientos comprobados de recuperación suplementaria de acuerdo con estudios realizados de geología e ingeniería, donde el juicio técnico indica que se tiene menor certeza que en el caso de las reservas probadas (caso 2).

Serie 500: Son los volúmenes que se pudieran añadir a las reservas probadas de un yacimiento, producto de la reinterpretación de sus parámetros, cambios en el patrón de desarrollo, modificación del espaciamiento, incorporación de perforaciones horizontales, entre otros.

Esta clasificación incluye aquellas reservas adicionales a las estimadas por la recuperación primaria, que podrían resultar de un mejor comportamiento de producción del yacimiento. Generalmente, las causas son intrínsecas al yacimiento, pero pueden también ser inducidas por tratamiento (acidificaciones, fracturamiento de la formación, entre otros.) o por medios mecánicos como perforación adicional de las arenas y reacondicionamientos de pozo.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 25 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

Reservas Posibles

Las reservas posibles son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería disponible indican que pueden recuperarse comercialmente, con menor certeza que las reservas probables, considerando las condiciones económicas, las prácticas operativas establecidas, las leyes y las regulaciones gubernamentales vigentes. Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

En Venezuela se ha establecido un sistema de series numeradas, para indicar los casos que califican como reservas posibles, para identificarlas de acuerdo al riesgo y probabilidad de existencia:

Serie 600: Son los volúmenes de hidrocarburos de un yacimiento sustentado por pruebas de producción que no puede ser producido comercialmente debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.

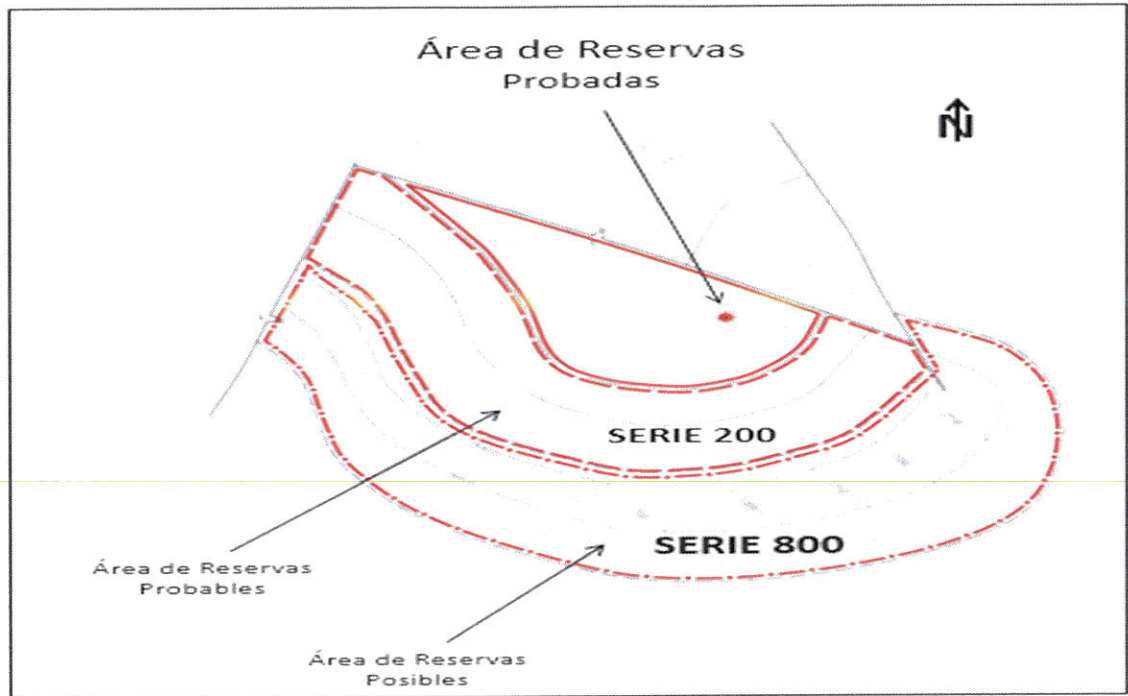
Serie 700: Son los volúmenes que podrían existir en formaciones cuyos perfiles de pozos o núcleos de formación tienen características que presentan un alto grado de incertidumbre.

Serie 800: Son los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límites de probables series 200 y en la cual la perforación de pozos adicionales ofrece menor certeza de resultados positivos. Administrativamente, estos volúmenes (probadas, probables y posibles) deben ser reportados como yacimientos separados. El límite entre el volumen de reservas probables 200 y el volumen de reservas posibles 800 es un plano horizontal. (Figura 1.9)



	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 26 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

Figura 1.9. Mapa isópaco-estructural de una acumulación de hidrocarburos mostrando tres (3) volúmenes con diferentes certidumbres: área probada, área probable 200 y área posible 800 (zona gris)

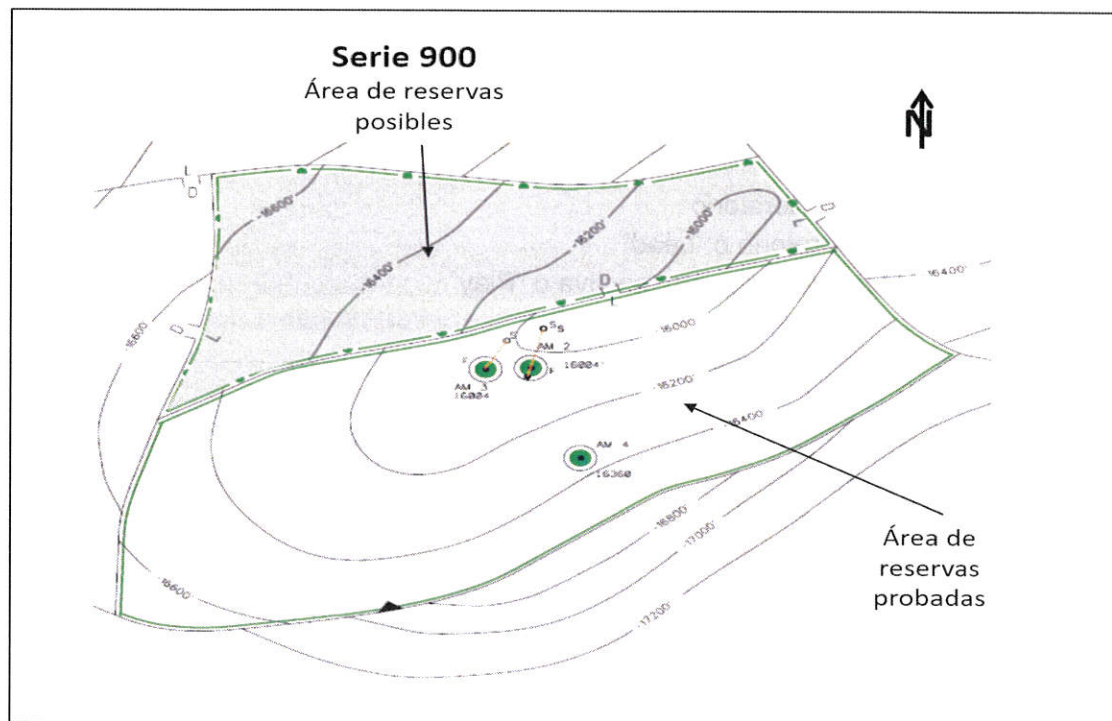


Serie 900: Son los volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe mayor duda razonable sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables. (Figura 1.10).



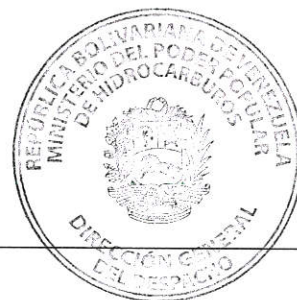
	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 27 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

Figura 1.10. Mapa isópaco-estructural mostrando un volumen serie 900 separado de un yacimiento probado por una falla sellante



Serie 1000: Son los volúmenes adicionales en un yacimiento cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito, con menor certeza que la serie probable 400, si son sometidos a métodos de recuperación suplementaria. En esta serie se pueden incluir métodos de recuperación suplementaria no comprobados.

Serie 1100: Son los volúmenes que se pudieran añadir a las reservas probadas de un yacimiento, producto de la reinterpretación de sus parámetros, cambios en el patrón de desarrollo, modificación del espaciamiento, incorporación de perforaciones horizontales, entre otros, con menor certeza que la serie 500.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 28 de 111
		Fecha:

1.2. Recursos Exploratorios

Los recursos exploratorios son los volúmenes de hidrocarburos que se estiman podrían existir en acumulaciones aún no descubiertas, y su posibilidad de existencia se fundamenta en la información de geología de superficie, pozos cercanos, sensores remotos, gravimetría, sísmica, u otros métodos.

Los recursos exploratorios se clasifican de acuerdo al nivel de madurez, de mayor a menor:

- Prospecto exploratorio
- Indicio exploratorio o "Lead"
- Área potencialmente prospectiva o "Play".

1.2.1. Prospecto Exploratorio

Es un recurso exploratorio definido y cartografiado, cuyos elementos geológicos cumplen las condiciones esenciales y los procesos del sistema petrolífero para la existencia de una acumulación de hidrocarburos. El prospecto exploratorio es un recurso que requiere ser evaluado con una perforación para confirmar la existencia de hidrocarburos y determinar sus características. Cada prospecto exploratorio debe estar enmarcado en un área potencialmente prospectiva o play, previamente existente.

El volumen a reportar para cada prospecto exploratorio debe ser determinado a través del uso de técnicas de cálculo probabilístico.

Los datos de entrada, el procedimiento empleado, el software utilizado y la información resultante de las estimaciones de estos volúmenes de expectativas, caracterizados como recursos exploratorios, deberán someterse a la consideración del Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos. Esto se realizará de manera separada a la entrega de los volúmenes de Reservas, cada vez que se requiera una actualización del modelo geológico o cuando se otorgue un área a una empresa operadora.

1.2.2. Indicio Exploratorio o Lead

Es un recurso exploratorio que requiere ser mejor documentado en cuanto a la cantidad y calidad de datos (geológicos, geofísicos, probabilísticos) para poder ser calificado como prospecto exploratorio. Cada indicio exploratorio debe estar enmarcado en un área potencialmente prospectiva o play, previamente existente.

El volumen a reportar para cada indicio exploratorio o lead debe ser determinado a través del uso de técnicas de cálculo probabilístico.



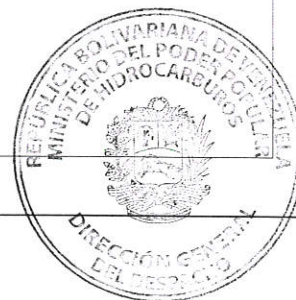
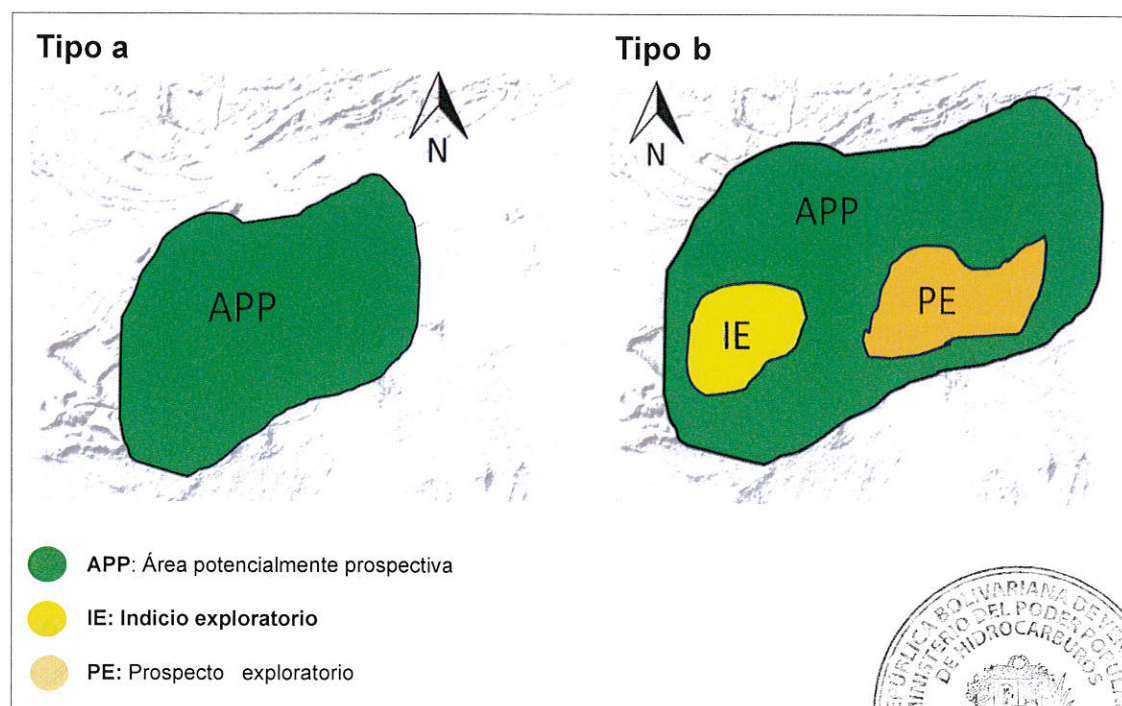
	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 29 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

1.2.3. Área Potencialmente Prospectiva o “Play”

Es un conjunto de volúmenes potenciales genéticamente relacionados y donde están presentes simultáneamente los mismos elementos esenciales y procesos del sistema petrolífero, ubicados en un área delimitada estructural y estratigráficamente. Un área potencialmente prospectiva puede contener uno o más indicios o prospectos exploratorios. Las áreas potencialmente prospectivas, tomando en consideración la metodología para cuantificar los volúmenes, se clasifican en:

- **Área potencialmente prospectiva tipo “a”:** Es aquella que no contiene indicios o prospectos exploratorios documentados. El volumen a reportar debe corresponder a estimaciones preliminares realizadas bajo el criterio experto, donde se involucran consideraciones geológicas o geométricas (extrapolaciones areales o volumétricas).
- **Área potencialmente prospectiva tipo “b”:** Es aquella que contiene indicios o prospectos exploratorios documentados, además de áreas donde aún no se han definido indicios o prospectos exploratorios. El volumen a reportar debe ser el conjunto de los volúmenes de los indicios o prospectos exploratorios determinado, a través del uso de técnicas de cálculo probabilístico y el volumen adicional estimado bajo el criterio experto en las áreas donde aún no se han definido indicios o prospectos exploratorios.

Figura 1.11. Esquematización de los tipos de áreas potencialmente prospectivas



	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 30 de 111 Fecha:
---	---	--	------------------------------

1.2.4. Oficialización de Volúmenes de los Recursos Exploratorios

Los volúmenes asociados a los recursos exploratorios (MSV, Expectativas) sólo podrán ser emitidos con carácter oficial por el Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 31 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

VI. ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS

La estimación de reservas es un proceso fundamental en la industria de hidrocarburos, cuyo objetivo es cuantificar de manera confiable y consistente el volumen de petróleo, condensado y gas natural que se espera recuperar comercialmente de un yacimiento bajo condiciones económicas y operativas definidas. Para llevar a cabo esta estimación, la ingeniería de yacimientos dispone de métodos analíticos y dinámicos: el método volumétrico, basado en la caracterización estática de la roca y los fluidos; el balance de materiales, sustentado en la respuesta presión-producción y la termodinámica del yacimiento; las curvas de declinación de producción, que extrapolan el comportamiento histórico.

Para gestionar y cuantificar la incertidumbre inherente a la información geológica, de ingeniería y económica, los datos de entrada se procesan mediante tres enfoques metodológicos principales: **1.** El enfoque determinista, que utiliza valores discretos para obtener un resultado único por categoría; **2.** El enfoque probabilístico, que emplea distribuciones de probabilidad continuas para calcular un rango de escenarios posibles (P90, P50, P10); y **3.** El enfoque de analogía, que se aplica transversalmente en etapas tempranas de explotación o cuando la información directa es limitada.

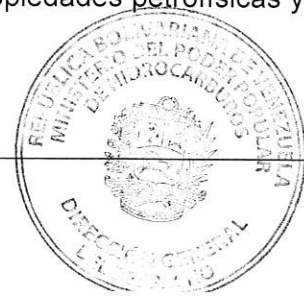
2.1 Métodos de Estimación de Reservas

Los métodos de estimación de reservas son modelos matemáticos y principios de ingeniería basados en la similitud geológica, la geometría del yacimiento, las propiedades termodinámicas de los fluidos y el comportamiento dinámico de la producción.

En la práctica de la ingeniería de yacimientos, las técnicas de estimación se clasifican en tres metodologías principales: volumétrico, balance de materiales y declinación de producción. La selección de estos métodos depende estrictamente de la madurez operativa del campo y de la densidad de datos disponibles.

2.1.1. Método Volumétrico

El método volumétrico es el procedimiento estático fundamental utilizado para estimar recursos de hidrocarburos. Su versatilidad permite aplicarlo en todas las etapas de desarrollo de un yacimiento, siendo la herramienta principal durante las fases de exploración y delimitación inicial, momentos en los cuales la incertidumbre geométrica y petrofísica es máxima debido a la limitada disponibilidad de datos directos. Este método integra las dimensiones geométricas del yacimiento con las propiedades petrofísicas y de los fluidos para cuantificar los volúmenes originales en sitio.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 32 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

La estimación volumétrica puede basarse en enfoques por analogía, probabilísticos o determinísticos. La evaluación volumétrica se realiza mediante enfoques determinísticos o probabilísticos. En etapas tempranas, predomina el enfoque probabilístico y el uso de analogías para modelar la escasez de información. Con la perforación de pozos y la adquisición de datos de producción, las variables de entrada se refinan, lo que permite realizar balances determinísticos más precisos sin perder la coexistencia de análisis estocásticos para la categorización de reservas.

a. PETRÓLEO Y GAS ASOCIADO

Cálculo de las Reservas de Petróleo:

Se inicia calculando el Petróleo Original En Sitio (POES), usando la siguiente ecuación:

$$POES = 7.758 \cdot \phi \cdot S_{oi} \cdot A \cdot h \cdot \left(\frac{1}{\beta_{oi}} \right)$$

Se continua con el cálculo del volumen de reserva recuperable primaria de petróleo (VRp), multiplicando el POES por el Factor de Recobro Primario (FRp):

$$VRp = POES \cdot FRp$$

Sigue el cálculo del volumen de reserva recuperable suplementaria de Petróleo (VRs), multiplicando el POES por el Factor de Recobro Suplementario (FRs):

$$VRs = POES \cdot FRs$$

Se suman VRp y VRs para obtener el volumen de reserva recuperable total de Petróleo (VTp):

$$VTp = VRp + VRs$$

Finalmente, se obtiene el volumen las reservas remanentes, restando al VTp la producción acumulada de petróleo (Np):

$$Reservas\ Remanentes\ de\ Petróleo = VTp - Np$$

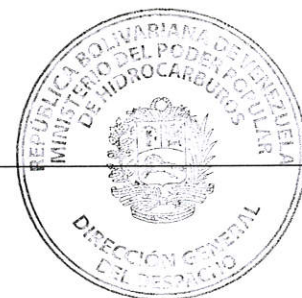
Cálculo de las Reservas de Gas Asociado:

Se inicia calculando el gas original en sitio en solución (GOESS) que se encuentra disuelto en el POES:

$$GOESS = POES \cdot R_{si} *$$

Si existe una capa de gas libre en el yacimiento, se calcula el gas original en sitio (GOES) de la capa de gas:

$$GOES = 43.560 \cdot \phi \cdot S_{gi} \cdot A \cdot h \cdot \left(\frac{1}{\beta_{gi}} \right)$$



	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 33 de 111
			Fecha:

Ahora se calculan el volumen de reserva recuperable de gas asociado (VGs) y el volumen de reserva recuperable de gas de la capa de gas (VGI), multiplicando por los factores de recobro de gas en solución (FRgs) y Gas (FRg), respectivamente:

$$VGs = GOESS \cdot FRgs^*$$

$$VGI = GOES \cdot FRg^*$$

Ahora se obtiene el volumen de reserva recuperable total de gas (VTg), sumando los volúmenes de gas en solución y gas libre:

$$VTg = VGs + VGI$$

Finalmente, se obtiene el volumen de las reservas remanentes de gas restando la producción acumulada de gas (Gp) y sumando la Inyección de Gas (Gi):

$$Reservas\ remanentes\ de\ Gas = VTg - Gp + Gi$$

Nota: Las abreviaturas y unidades se presentan en la tabla 2.1.

b. GAS NO ASOCIADO

Se calcula el gas original en sitio (GOES) con la siguiente ecuación:

$$GOES = 43.560 \cdot \emptyset \cdot Sgi \cdot A \cdot h \cdot \left(\frac{1}{\beta gi} \right)$$

Ahora se calcula el volumen de reservas recuperable de gas, multiplicando por el factor de recobro de gas libre (FRg):

$$VGI = GOES \cdot FRg$$

Finalmente, se obtiene el volumen de las reservas remanentes de gas restando la producción acumulada de gas (Gp):

$$Reservas\ Remanentes\ de\ Gas = VGI - Gp$$

Nota: Las abreviaturas y unidades se presentan en la tabla 2.1.

c. CONDENSADO

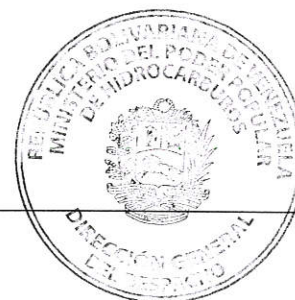
Cálculo de las Reservas de Gas:

Se inicia calculando el gas condensado original en sitio (GCOES), usando la siguiente ecuación:

$$GCOES = 43.560 \cdot \emptyset \cdot Sgc_i \cdot A \cdot h \cdot \left(\frac{1}{\beta gc_i} \right)$$

Se continua con el cálculo del gas seco original en sitio (GSOES), que se obtiene utilizando la Fracción de Gas (f_g):

$$GSOES = GCOES \cdot f_g$$



	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 34 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

Ahora se calcula el volumen de reserva recuperable de gas, multiplicando por el factor de recobro de gas (FRg):

$$VGI = GSOES \cdot FRg$$

Finalmente, se obtiene el volumen de las reservas remanentes de gas asociado, restando la producción acumulada de gas (Gp) y sumando la Inyección de Gas (Gi):

$$\text{Reservas remanentes de Gas} = VGs - Gp + Gi$$

Cálculo de las Reservas de Condensado:

Se calcula el condensado original en sitio (COES), usando la siguiente ecuación:

$$COES = \frac{GSOES}{RGC_i}$$

Ahora se calcula el volumen de la reserva recuperable de condensado (VRc), multiplicando por el factor de recobro de condensado (FRc):

$$VRc = COES \cdot FRc$$

Finalmente, se obtiene el volumen de las reservas remanentes, restando al VRc la producción acumulada de condensado (Nc):

$$\text{Reservas remanentes de Petróleo} = VRc - Nc$$

Nota: Las abreviaturas y unidades se presentan en la tabla 2.1.

d. GAS HÚMEDO

Cálculo de las Reservas de Gas:

Se inicia calculando el Gas Húmedo Original En Sitio (GHOES), usando la siguiente ecuación:

$$GHOES = 43.560 \cdot \phi \cdot Sgh_i \cdot A \cdot h \cdot \left(\frac{1}{\beta_{gh_i}} \right)$$

Se continua con el cálculo del Gas Seco Original en Sitio (GSOES), que se obtiene utilizando la Fracción de Gas (f_g):

$$GSOES = GHOES \cdot f_g$$

Ahora se calcula el Volumen de Reserva Recuperable de Gas, multiplicando por el Factor de Recobro de Gas (FRgs):

$$VGs = GSOES \cdot FRgs$$



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 35 de 111
		Fecha:

Finalmente, se obtiene el volumen de las reservas remanentes de Gas, restando la Producción Acumulada de Gas (G_p):

$$\text{Reservas remanentes de Gas} = V_{Gs} - G_p$$

Cálculo de las Reservas de Condensado:

Se calcula el Condensado Original en Sitio (COES), usando la siguiente ecuación:

$$COES = \frac{G_{SOES}}{RGH_i}$$

Ahora se calcula el Volumen de Reserva Recuperable de Condensado (VR_c), multiplicando por el Factor de Recobro de Condensado (FR_c):

$$VR_c = GOES \cdot FR_c$$

Finalmente, se obtiene el volumen de las reservas remanentes, restando al VR_c la producción acumulada de condensado (N_c):

$$\text{Reservas remanentes de Petróleo} = VR_c - N_c$$

Nota: Las abreviaturas y unidades se presentan en la Tabla 2.1.



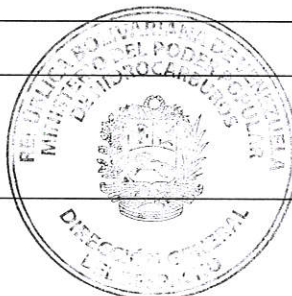
Tabla 2. 1. Abreviaturas y Unidades

Abreviatura	Parámetros	Unidades
V	Volumen	acre-pie
A	Área	acre
h	Espesor	pie
7.758	Factor de conversión de acre-pie a barriles	B/acre-pie
43.560	Factor de conversión de acre-pie a pies	Pie/acre-pie
$\emptyset$	Porosidad	Fracción (Vol/Vol)
Swi	Saturación de agua inicial	Fracción (Vol/Vol)
Soi	Saturación de petróleo inicial	Fracción (Vol/Vol)
Sgi	Saturación del gas inicial	Fracción (Vol/Vol)
Sgci	Saturación del gas condensado inicial	Fracción (Vol/Vol)
β_{oi}	Factor volumétrico del petróleo inicial	BY/BN
β_{gi}	Factor volumétrico del gas inicial	PCY/PCN
β_{ghi}	Factor volumétrico del gas húmedo inicial	PCY/PCN
Rsi	Relación Gas/Petróleo inicial	PCN/BN
Rgci	Relación Gas/Condensado inicial	PCN/BN
$1/\beta_{oi}$	Factor de merma del petróleo (FM)	BN/BY
$1/\beta_{gi}$	Factor de expansión del gas	PCN/PCY
Fg	Fracción del gas seco en el gas condensado	Fracción (Vol/Vol)
BN	Barril normal a 14,7 lpc y 60°F (101,325 kPa y 15,56°C)	
BY	Barril a condiciones de yacimiento	
PCN	Pie cúbico normal a 14,7 lpc y 60°F (101,325 kPa y 15,56°C)	
PCY	Pie cúbico a condiciones de yacimiento	
POES	Petróleo Original en Sitio	BN
GOES	Gas Original en Sitio	MPCN
GOESS	Gas Original en Sitio en Solución	MPCN
COES	Condensado Original en Sitio	BN
GCOES	Gas Condensado Original en Sitio	MPCN



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 37 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

Abreviatura	Parámetros	Unidades
GHOES	Gas Húmedo Original en Sitio	MPCN
GSOES	Gas Seco Original en Sitio	MPCN
VRp	Volumen de Reserva Recuperable Primario de Petróleo	BN
FRp	Factor de Recobro Primario de Petróleo	Fracción (Vol/Vol)
VRs	Volumen de Reserva Recuperable Suplementario de Petróleo	BN
FRs	Factor de Recobro Suplementario de Petróleo	Fracción (Vol/Vol)
VTp	Volumen de Reserva Recuperable Total de Petróleo	BN
Np	Producción acumulada de petróleo	BN
VGs	Volumen de Reserva Recuperable de Gas Asociado	MPCN
VGI	Volumen de Reserva Recuperable de Gas Libre	MPCN
FRgs	Factor de Recobro de Gas Asociado	Fracción (Vol/Vol)
FRgl	Factor de Recobro de Gas libre	Fracción (Vol/Vol)
VTg	Volumen de Reserva Recuperable Total de Gas	MPCN
Gp	Producción Acumulada de Gas	MPCN
Gi	Inyección Acumulada de Gas	MPCN
VRc	Volumen de Reserva Recuperable de Condensado	BN
FRc	Factor de Recobro de Condensado	Fracción (Vol/Vol)
Nc	Producción Acumulada de Condensado	BN
b	Exponente de Declinación	Adimensional
D	Tasa de Declinación	Días ⁻¹
qi	Tasa Inicial (relación petróleo gas)	BNPD/ MPCND
qa	Tasa de Abandono o Límite Económico	BNPD/ MPCND
t	Tiempo	Días



2.1.2. Método de Balance de Materiales

El método de balance de materiales es una técnica analítica utilizada para estimar los hidrocarburos originales en sitio, determinar las reservas y predecir el comportamiento futuro de los yacimientos de petróleo y gas. Físicamente, se basa en el principio de conservación de la masa, formalizado matemáticamente como un balance de inventario del volumen del espacio poroso bajo condiciones de yacimiento. Este principio establece que la producción acumulada de fluidos (extracción), convertida a condiciones de subsuelo, debe ser balanceada exactamente por la suma de la expansión de los fluidos remanentes (petróleo, gas libre y agua connata), la reducción del espacio poroso debido a la compactación y la intrusión de agua proveniente de un acuífero asociado.

Las Figuras 2.1. y 2.2 muestran conceptualmente este balance de volumen en el yacimiento (considerado como un modelo de tanque homogéneo de cero dimensiones), junto con la estructura matemática de la Ecuación General de Balance de Materiales (EBM).

Figura 2. 1. a) Principio de aplicación para yacimientos de petróleo
b) Ecuación general de balance de materiales para yacimientos de petróleo

a)

$$\left[\text{Fluidos Producidos} \right] = \left[\text{Expansión de la Zona de Petróleo} \right] + \left[\text{Expansión de la Zona de Gas} \right] + \left[\text{Expansión de la Roca y Agua Connata} \right] + \left[\text{Intrusión de Agua} \right]$$

b)

$$N_p[\beta_o + (R_p - R_s)\beta_g] + W_p\beta_w = N[\beta_o - \beta_{oi} + (R_{si} - R_s)\beta_g] + G(\beta_g - \beta_{gi}) + (G\beta_{gi} + N\beta_{oi})\left(\frac{c_w S_w + c_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p + W_e$$

Petróleo + Gas Libre Producido Agua Producida Expansión de Petróleo + gas liberado de solución Expansión de la Capa de Gas Expansión de la roca y el agua connata Intrusión de agua

Figura 2. 2. a) Principio de aplicación para yacimientos de gas no asociado
b) Ecuación general de balance de materiales para yacimientos de gas no asociado

a)

$$\left[\text{Fluidos Producidos} \right] = \left[\text{Expansión de la Zona de Gas} \right] + \left[\text{Expansión de la Roca y Agua Connata} \right] + \left[\text{Intrusión de Agua} \right]$$

b)

$$G_p\beta_g + W_p\beta_w = G(\beta_g - \beta_{gi}) + G\beta_{gi}\left(\frac{c_w S_w + c_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p + W_e$$

Gas Producido Agua Producida Expansión del gas Expansión de la roca y el agua connata Intrusión de agua

	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 39 de 111 Fecha:
---	--	--

Tabla 2.2 Abreviatura y unidades para la ecuación general de balance de materiales

Abreviatura	Parámetros	Unidades
N	Petróleo original en sitio	BN
G	Gas original en sitio	PCN
W_e	Intrusión de agua	BY
N_p	Petróleo producido acumulado	BN
G_p	Gas producido acumulado	PCN
W_p	Agua producida acumulada	BN
R_p	Relación gas/petróleo acumulativa	PCN/BN
R_{si}	Relación gas/petróleo en solución inicial	PCN/BN
R_s	Relación gas petróleo en solución a una presión P	PCN/BN
b_{oi}	Factor volumétrico de petróleo a la presión inicial P_i	BY/BN
b_o	Factor volumétrico de petróleo a una presión P	BY/BN
b_{gi}	Factor volumétrico del gas a la presión inicial P_i	BY/PCN
b_g	Factor volumétrico del gas a una presión P	BY/PCN
b_w	Factor volumétrico del agua a una presión P	BY/BN
C_w	Compresibilidad del agua	Lpc^{-1}
C_f	Compresibilidad de la formación	Lpc^{-1}
S_w	Saturación de agua	Fracción (Vol./Vol.)
S_{wi}	Saturación de agua inicial	Fracción (Vol./Vol.)
D_p	Diferencia de presión ($P_i - P$)	lpc
P_i	Presión inicial	lpc
P	Presión a un tiempo t	lpc

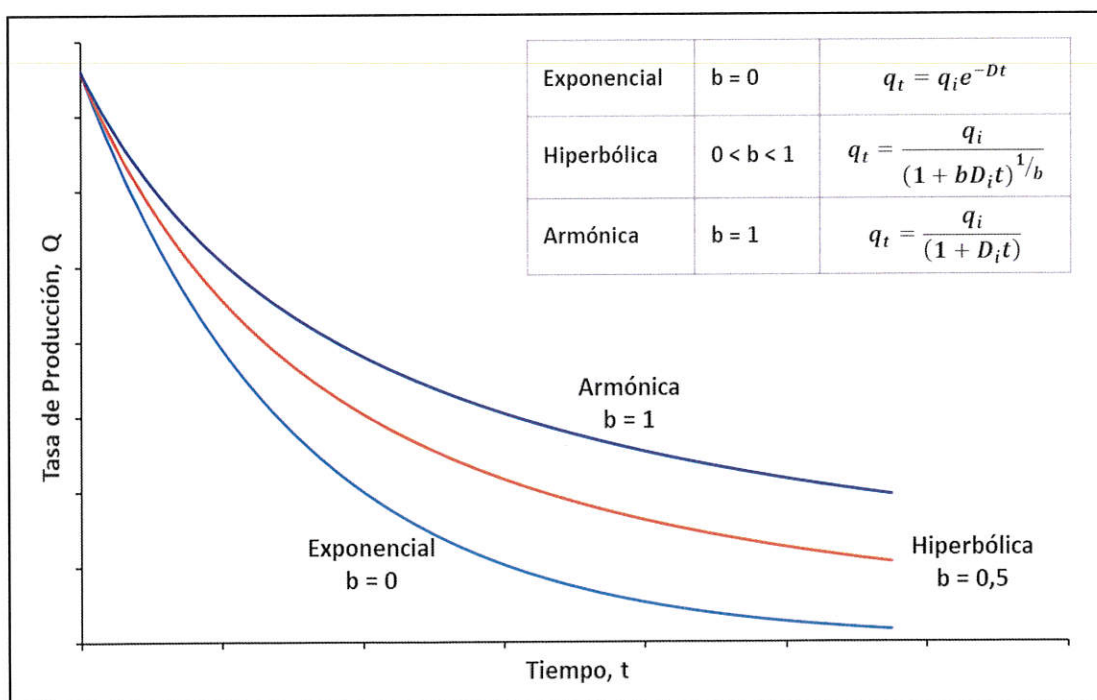
El uso del método de balance de materiales implica el análisis del comportamiento de la presión a medida que se extraen los fluidos del yacimiento. Cuando se dispone de datos de presión suficientes y de alta calidad, junto con la producción asociada, la estimación basada en el balance de materiales puede proporcionar resultados muy confiables sobre la recuperación final a diversas presiones de abandono. Por esta razón, el método es especialmente útil en las etapas intermedias y maduras de la vida del yacimiento, cuando existe un historial suficiente de producción y presión para establecer un modelo confiable.



2.1.3. Método de Declinación de Producción

El análisis de curvas de declinación de producción es una de las metodologías empíricas y semianalíticas más utilizadas en la ingeniería de yacimientos para estimar las reservas de un pozo, un yacimiento o un campo, así como para proyectar el comportamiento del flujo futuro y estimar su vida útil. Este método se fundamenta en el principio de extrapolación de tendencias históricas, asumiendo que los factores mecánicos, operativos y físicos del subsuelo que han gobernado la pérdida de energía y la declinación de la tasa de producción en el pasado se mantendrán relativamente constantes en el futuro (Arps, 1945). Dependiendo de la velocidad con la que cambia la tasa de declinación respecto al tiempo, se diferencian tres tipos de comportamiento matemático, controlados por el exponente de declinación (b). Ver figura 2.3

Figura 2.3. Tipos de declinación de producción y sus expresiones de tasa-tiempo según el Modelo de Arps (1945)



A pesar de su versatilidad y facilidad de aplicación directa en hojas de cálculo, el ingeniero evaluador debe considerar dos restricciones físicas estrictas señaladas en la literatura clásica (Fetkovich, 1996; Ahmed, 2019):



	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 41 de 111 Fecha:
---	--	--

- **Constancia Operacional:** Las estimaciones asumen que las condiciones de contrapresión en el nodo de superficie (presión de cabezal, estrangulador, sistemas de levantamiento artificial) no sufrirán alteraciones drásticas. Cambios operacionales severos invalidan la extrapolación matemática previa.
- **Régimen de flujo:** Las ecuaciones de Arps describen matemáticamente el comportamiento del yacimiento únicamente durante el estado de flujo dominado por los límites (pseudoestacionario o estacionario). Por lo tanto, este método no puede utilizarse para estimar reservas con datos históricos que aún se encuentren en flujo transitorio, situación común en pozos nuevos, yacimientos de muy baja permeabilidad o fracturados hidráulicamente.

Una vez determinados los datos de entrada como: tipo de declinación (exponencial, hiperbólica o armónica), exponente de declinación (b), tasa de declinación nominal (D) y tasa de abandono (q_{ab}); se pueden calcular las reservas de hidrocarburos con las siguientes ecuaciones.

Tabla 2.3. Fórmulas para las estimaciones de reservas por declinación de producción

Tipo de declinación	Fórmula
Exponencial	$Reservas = \frac{q_f - q_{ab}}{D}$
Hiperbólica	$Reservas = \frac{q_i^b}{(1-b)D_i} (q_f^{1-b} - q_{ab}^{1-b})$
Armónica	$Reservas = \frac{q_i}{D_i} \ln \left(\frac{q_f}{q_{ab}} \right)$

El análisis de declinación es la herramienta de certificación por excelencia durante la etapa madura del yacimiento. En esta etapa, el volumen de datos de producción es lo suficientemente robusto como para minimizar la incertidumbre estadística y ajustar un modelo predictivo altamente confiable, sirviendo como el principal mecanismo de auditoría frente a los resultados teóricos obtenidos previamente mediante métodos volumétricos y de balance de materiales.

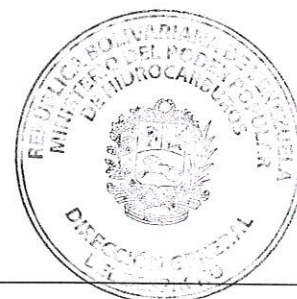


Tabla 2.4. Abreviatura y unidades para curvas de declinación de producción

Abreviatura	Parámetros	Unidades
q_t	Tasa de producción (petróleo q_o , gas q_g)	BNPD / PCNPD
q_i	Tasa inicial de producción (petróleo q_{oi} , gas q_{gi})	BNPD / PCNPD
q_f	Tasa de producción final (petróleo q_{of} , gas q_{gf})	BNPD / PCNPD
q_r	Tasa de producción de abandono o límite económico (petróleo q_{oa} , gas q_{ga})	BNPD / PCNPD
D	Declinación	días ⁻¹ , mes ⁻¹ , año ⁻¹
D_i	Declinación inicial	días ⁻¹ , mes ⁻¹ , año ⁻¹
b	Exponente de declinación	adimensional

2.2. Enfoques de Estimación de Reservas

Independientemente del método técnico seleccionado (volumétrico, balance de materiales o curvas de declinación), el proceso de evaluación debe cuantificar explícitamente la incertidumbre inherente a la información de geociencias, ingeniería y economía utilizada en la estimación de los recursos de hidrocarburos. Un principio fundamental en la ingeniería de yacimientos, establece que la confiabilidad y el grado de certidumbre de los volúmenes reportados están directamente determinados por la cantidad, calidad y representatividad de los datos fuente.

En la práctica moderna de evaluación y en las directrices de auditoría, los enfoques de estimación no son excluyentes; por el contrario, se aplican de manera combinada mediante metodologías híbridas para fortalecer el análisis integral de la incertidumbre y garantizar una categorización consistente de los recursos de hidrocarburos.

2.2.1. Enfoque por Analogía

El enfoque por analogía es un procedimiento indirecto utilizado para seleccionar los datos de entrada en los métodos de estimación cuando los datos directos de geociencias e ingeniería del yacimiento en estudio son extremadamente limitados. Este procedimiento se basa en el principio de transferencia de información, asumiendo que un yacimiento con mayor madurez operativa (yacimiento análogo) presenta un comportamiento físico, geométrico y dinámico comparable al del yacimiento evaluado.

La validez y confiabilidad de este enfoque dependen estrictamente de la justificación técnica de la analogía. Para que un campo o yacimiento sea considerado un análogo válido, se debe demostrar una similitud crítica en los siguientes pilares:



	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 43 de 111 Fecha:
---	---	---	------------------------------

- Marco geológico: ambiente de depositación, litología, régimen tectónico, geometría del yacimiento y continuidad de las arenas.
- Características petrofísicas: rangos de porosidad, permeabilidad, saturación de agua connata y mojabilidad de la roca, entre otros.
- Termodinámica de fluidos: tipo de hidrocarburo, viscosidad, entre otros.
- Mecanismos de producción: tipo de empuje natural predominante y plan de explotación previsto.

El uso de múltiples yacimientos análogos, en lugar de un único caso de estudio, fortalece sustancialmente la comprensión del rango de incertidumbre de las reservas o recursos recuperables. Aunque los yacimientos ubicados en la misma área geográfica y pertenecientes a la misma edad cronoestratigráfica suelen ser las primeras opciones para la búsqueda, la proximidad geográfica por sí sola no constituye un criterio técnico de validación suficiente.

2.2.2. Enfoque Determinístico

Los métodos de estimación de reservas se basan en la aplicación de modelos analíticos que requieren la incorporación de variables petrofísicas, geométricas y de producción para calcular los volúmenes de hidrocarburos. El enfoque determinista consiste en la selección y asignación de un valor discreto y único para cada una de estas variables, fundamentado en el juicio experto, la correlación técnica y la interpretación directa de los datos disponibles, con el objetivo de obtener un resultado numérico único de reservas para un escenario específico.

Un ejemplo clásico de la aplicación del enfoque determinístico al método volumétrico ocurre al promediar las propiedades continuas de los perfiles de pozos, tales como la porosidad (ϕ) y la saturación inicial de agua (Sw_i). Para transformar los datos puntuales en un único valor discreto representativo para la fórmula volumétrica, la ingeniería de yacimientos adopta los siguientes procedimientos de ponderación matemática:

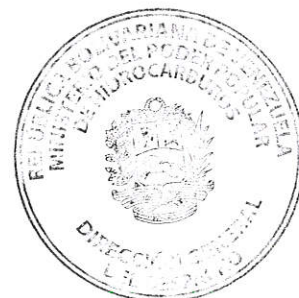
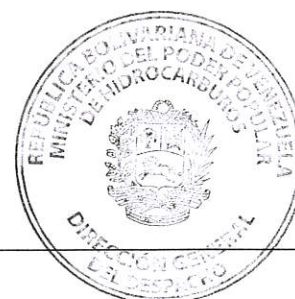


Tabla 2.5. Fórmulas para las estimaciones de promedios de ponderación matemática

Tipo de promedio	Fórmula
Aritmético	$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i}{n}$ $Sw_i = \frac{\sum_{j=1}^n Sw_j}{n}$
Ponderado por espesor	$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i x h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$ $Sw_i = \frac{\sum_{j=1}^n Sw_j x h_j}{\sum_{j=1}^n h_j}$
Ponderado por volumen	$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i x A_i x h_i}{\sum_{i=1}^n A_i x h_i}$ $Sw_i = \frac{\sum_{j=1}^n Sw_j x A_j x h_j}{\sum_{j=1}^n A_j x h_j}$

A diferencia de los métodos estocásticos, el enfoque determinista no cuantifica explícitamente la incertidumbre mediante curvas de distribución continua. Para gestionar la incertidumbre del subsuelo, este enfoque se basa en la construcción de tres escenarios discretos e independientes, fundamentados en el grado de confianza de los datos: un escenario bajo (asociado a estimaciones conservadoras), un escenario mejor estimado y un escenario alto. Su principal limitación radica en que el resultado final es altamente sensible a cualquier sesgo o error en la selección de los valores de entrada. Debido a que los parámetros no varían dentro de un rango simultáneo, cualquier desviación menor en la interpretación del modelo geológico o en las propiedades de la roca y del fluido puede generar una fluctuación significativa y no controlada en la cifra final de reservas estimadas.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 45 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

2.2.3. Enfoque Probabilístico

El enfoque probabilístico consiste en un conjunto de técnicas estocásticas basadas en la teoría de la probabilidad para el análisis de datos, la inferencia y la toma de decisiones en escenarios de subsuelo. Estas técnicas son utilizadas en la ingeniería de yacimientos para estudiar fenómenos que presentan altos niveles de incertidumbre o aleatoriedad, ya que permiten cuantificar la probabilidad de ocurrencia de diferentes escenarios de volumen recuperable. Su aplicación requiere definir el espacio muestral de las propiedades de la roca y los fluidos, asignando distribuciones teóricas continuas (como la normal, lognormal o triangular, entre otras) para modelar el comportamiento real de las variables.

Las dos principales vertientes operativas de este enfoque en el subsuelo son el muestreo estocástico de parámetros y la inferencia estadística. El muestreo estocástico garantiza que todo el rango de valores medidos en los núcleos, perfiles e históricos de producción sea considerado de manera representativa. Por su parte, la inferencia estadística utiliza estos fundamentos para construir intervalos de confianza y realizar pruebas de hipótesis sobre los límites reales del yacimiento.

En el contexto de la estimación de recursos de hidrocarburos, los métodos probabilísticos son usados para manejar la incertidumbre geológica y de ingeniería. En lugar de proporcionar una única cifra exacta, como en el enfoque determinista, ofrecen un rango de resultados posibles asociados a tres niveles de confianza:

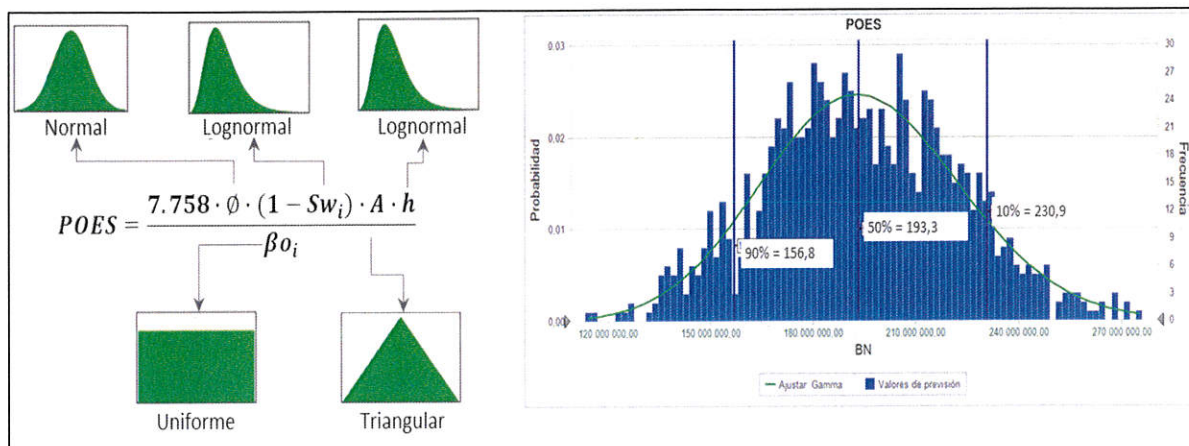
- P90: Existe un 90% de probabilidad que el volumen recuperable comercialmente sea igual o superior a esta cifra. Este valor es cercano al escenario determinístico de Reservas 1P (Probadas).
- P50: Corresponde a la mediana de la distribución, lo que indica que existe un 50% de probabilidad que el volumen recuperable comercialmente sea igual o superior. Este valor es cercano al escenario determinístico de Reservas 2P (Probadas + Probables).
- P10: Existe un 10% de probabilidad que el volumen recuperable comercialmente sea igual o superior a esta cifra. Este valor es cercano al escenario determinístico de Reservas 3P (Probadas + Probables + Posibles).

Mediante este enfoque aplicado al método volumétrico, el ingeniero evaluador define una función de distribución de probabilidad para cada parámetro de entrada (espesor neto h , área A , porosidad ϕ , saturación de agua S_{wi} y factores volumétricos β_{oi} y β_{gi}). Estas distribuciones se muestrean aleatoriamente miles de veces mediante una simulación de Montecarlo o de Hipercubo Latino para resolver repetidamente la ecuación volumétrica. El resultado final es una distribución matemática completa de los volúmenes originales en sitio y de los recursos potencialmente recuperables, lo que permite evaluar el riesgo financiero



con una comprensión matemática integral del espectro de resultados posibles. Una aplicación de este enfoque al método volumétrico se muestra en la Figura 2.4.

Figura 2.4. Enfoque probabilístico aplicado al método volumétrico.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 47 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

VII. SOMETIMIENTO DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS

3.1. Normas para el Sometimiento de Recursos de Hidrocarburos

1. El Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos es el único órgano autorizado para modificar el contenido del Manual.
2. Todas las Empresas Operadoras deben efectuar los sometimientos de recursos de hidrocarburos por descubrimiento, extensión o revisión ante el Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos.
3. Todas las comunicaciones relativas a los sometimientos de cambios de reservas por descubrimiento, extensión o revisión se deben realizar única y exclusivamente en la sede administrativa principal del Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos, en la ciudad de Caracas.
4. Todos los sometimientos de recursos de hidrocarburos deben presentarse en idioma castellano.
5. Todas las Empresas Operadoras deben mantener actualizada la información referente al Representante Legal, entregando copia de la documentación que establece la potestad para realizar estos sometimientos.
6. Todos los sometimientos de recursos de hidrocarburos deben presentarse siguiendo las normas establecidas por el Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos, las cuales se describen en este Manual.
7. Todo sometimiento proveniente de las Empresas Mixtas debe contar con el aval de la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP).
8. Toda Empresa Operadora debe realizar los trámites correspondientes en el Sistema de Reservas Software Libre (SIRE SL), para obtener la Hoja contentiva de la Tabla de Contribuciones de Reservas y las hojas de datos básicos de los yacimientos a someter, según instrucciones determinadas para tal fin
9. Se debe consignar ante el Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos el documento de solicitud, informe técnico y los recaudos, en tomo físico (uno) y en dispositivo de almacenamiento USB (uno) contentivo del respaldo en formato digital de toda la información entregada.
10. La totalidad de la información consignada en formato digital deberá ser completamente legible. Asimismo, los mapas y figuras sujetos a oficialización deberán entregarse obligatoriamente en formatos "PDF" y "SHP".



	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 48 de 111 Fecha:
---	--	--

11. El código del correlativo en la carta de solicitud de sometimientos de recursos de hidrocarburos emitido por parte de las Empresas Operadoras debe estar estructurado por secuencia de letras o números con significados particulares, separados por guiones. Según se detalla en la Tabla 3.1 y algunos ejemplos en la Tabla 3.2.

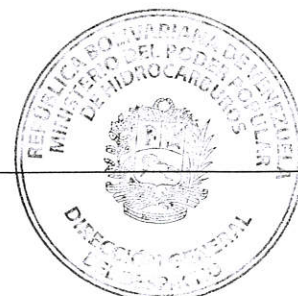
Tabla 3.1. Especificaciones del Código de Sometimiento

Código de Sometimiento completo: XYZ-MNO-AB-WW-JK-RS		
Secuencia	Significado	Casos
XYZ	Tipo de sometimiento según certeza	RES para reservas EXP para expectativas
MNO	Figura jurídica o negocio	PDVSA Petróleo (PDV) PDVSA GAS (GAS) Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) Licencias de Gas (LIC) Otros Negocios de Hidrocarburos (ONH)
ABC	Área o zona geográfica	Oriente (ORI) Occidente (OCC) Faja (FAJ) Barinas-Apure (BA) Costa Afuera (CA)
WW	Abreviatura del nombre de la empresa mixta, licencia de gas u otro negocio de hidrocarburos (si aplica)	
JK	Año de sometimiento	
RS	Número correlativo	

Tabla 3.2.

Negocios	Caso de reservas	Caso de expectativas
PDVSA Petróleo	RES-PDV-OCC-25-01	EXP-PDV-OCC-25-01
PDVSA Gas	RES-GAS-ORI-25-01	EXP-GAS-ORI-25-01
Empresas Mixtas - CVP	RES-CVP-ORI-PQQ-25-01	EXP-CVP-ORI-PQQ-25-01
Licencias de Gas	RES-LIC-ORI-GG-25-01	EXP-LIC-ORI-GG-25-01
Otros Negocios de Hidrocarburos	RES-ONH-CA-CPP-25-01	EXP-ONH-CA-CPP-25-01

Ejemplos de Códigos de Sometimientos



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 49 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

12. Dependiendo de la actividad generadora (descubrimiento, extensión o revisión), los cambios de reservas deben someterse dentro de los lapsos señalados en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Lapsos de entrega para sometimiento de recursos de hidrocarburos

Actividad generadora del cambio	Lapso de sometimiento	Observación
Descubrimiento y extensiones	Del 02 de enero al 15 de noviembre	A partir de la fecha de emisión del Oficio de completación oficial, se dispondrá de cuarenta y cinco (45) días continuos para presentar el sometimiento de reservas ante el Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos
Revisiones	Del 02 de enero al 30 de septiembre	

13. Presentar en una tabla en formato editable todos los pozos representados en los mapas a oficializar, indicando las coordenadas UTM referenciadas al Datum SIRGAS-REGVEN.
14. Todo cambio en los símbolos de los pozos (incluyendo su ubicación), que haya ocurrido desde el último sometimiento, debe estar justificado en un capítulo o sección específica del informe técnico.
15. Los cálculos de producción acumulada, reservas, reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas deben hacerse por yacimiento, no por porciones del yacimiento correspondientes a parcelas, campos o empresas.
16. En el caso de los yacimientos oficiales caracterizados como reservas probadas, que sólo tienen pozos interpretados, el operador custodio debe realizar al menos una prueba de producción exitosa, en presencia de un funcionario de la Dirección Regional que corresponda que genere el aval oficial de dicha prueba. Todo esto, para que este Ministerio siga considerando al yacimiento como reservas probadas.
17. En el informe técnico y en los mapas se deben indicar los yacimientos que se encuentran compartidos con otras empresas operadoras. Adicionalmente, se debe presentar la conformidad de todas las operadoras involucradas.
18. Todos los sometimientos de reservas, que involucren proyectos de recuperación suplementaria deberán anexar el oficio de conformidad con el cálculo basado en los proyectos de recuperación, emitido por este órgano rector.



	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA Pág. 50 de 111 Fecha:
---	---	--

19. Todos los sometimientos de reservas que involucren una redistribución de producción acumulada que no sea generada por una reinterpretación geológica deben anexar el oficio de conformidad con la redistribución, emitido por la Dirección Regional competente.
20. No se deben someter yacimientos que hayan sido presentados en mapas de otros sometimientos de reservas durante el mismo año.
21. Deben someterse las actualizaciones de reservas como consecuencia de los pozos de desarrollo que resultasen secos; y de aquellos pozos de desarrollo que presenten importantes diferencias con respecto a los valores oficiales (espesor, porosidad, saturación, entre otros).
22. En el caso de sometimientos por descubrimiento, se debe presentar los resultados en físico y en digital de un estudio presión-volumen-temperatura (PVT) del fluido presente en el yacimiento en condiciones iniciales.

De conformidad con las leyes que regulan los trámites administrativos, se establece como disposición expresa que todos los sometimientos de reservas presentados ante el Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos serán respondidos en un plazo no mayor a tres (3) meses. Dicha respuesta podrá ser de aprobación o negación; no obstante, si se considera necesario, se solicitarán elementos adicionales para tomar la decisión correspondiente.

3.2. Presentación de los Sometimientos de Recursos de Hidrocarburos ante el Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos

Para consignar ante el Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos los sometimientos de recursos se debe presentar el documento de solicitud, el informe técnico y los recaudos, en tomo físico (uno) y en dispositivo de almacenamiento USB (uno) contentivo del respaldo en formato digital de toda la información entregada.

3.2.1. Documento de Solicitud de CAMBIO DE RESERVAS

El documento de solicitud de Cambio de Reservas (Comunicación tipo Ver Anexo E), debe contener:

- Nombres, cargos, teléfonos y correo electrónico actualizados de las personas contactos.
- Actividad que genera el cambio: descubrimiento, extensión o revisión.
- Especificar el tipo de reservas a actualizar: primarias o suplementarias.
- Nombres de los yacimientos sometidos con el tipo de cambio correspondiente (creación, eliminación, revisión, fusión, división o unificación) acompañado de los nombres de los yacimientos oficiales relacionados.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 51 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

- Se debe identificar el campo, unidad de producción, municipio, jurisdicción y estado.
- Hoja contentiva de la Tabla de Contribuciones de Reservas generada por el Sistema de Reservas Software Libre (SIRE SL), según instrucciones determinadas para tal fin. La Tabla de Contribución de Reservas, debe contener la siguiente información y según muestra la Tabla 3.4:

Nombre de los campos (organizados en orden alfabético).

Nombre del yacimiento (organizados en orden alfabético dentro de cada Campo).

Tipo de hidrocarburo, siguiendo la nomenclatura identificada en la Tabla 3.5.

Volumen de la contribución de petróleo en miles de barriles normales (MBN) y de gas natural en millones de pies cúbicos normales (MMPCN).

Volumen resultante de petróleo en miles de barriles normales (MBN) y de gas natural en millones de pies cúbicos normales (MMPCN).

Actividad generadora del cambio: descubrimiento, extensión o revisión.

En caso de revisión, se debe especificar si la razón del cambio obedece a:

- Cambio en los parámetros de un yacimiento.
- Creación por reinterpretación geológica.
- Creación de un yacimiento por revisión.
- Creación de un yacimiento por fusión.
- Creación de un yacimiento por división.
- Eliminación de un yacimiento.
- Creación por unificación.
- Creación por revisión.

Tabla 3.4. Esquema para contribuciones de reservas

Contribuciones de Reservas							
Empresa				Carta No.			
				Área			
Campo	Yacimiento	Tipo de Hidrocarburos	Contribuciones		Reservas		Razón del cambio
			Petróleo (MBN)	Gas (MMPCN)	Petróleo (MBN)	Gas (MMPCN)	
Nombre de los Campos (organizado alfabéticamente)	Nombre de los yacimientos (organizado alfabéticamente dentro de cada Campo)	Tipo de hidrocarburo, siguiendo la nomenclatura identificada en la Tabla 3.5	Volumen de la contribución de petróleo en MBN (Miles de barriles normales)	Volumen de la contribución de gas en MMPCN (Millones de pies cúbicos normales)	Volumen resultante de petróleo en MBN (Miles de barriles normales)	Volumen resultante de gas en MMPCN (Millones de pies cúbicos normales)	Descubrimiento, extensión, revisión (reinterpretación geológica y parámetros de yacimientos, creación, fusión, creación por modificación, creación por revisión, división, eliminación)



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 52 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

Tabla 3.5. Nomenclatura para identificar el Tipo de Hidrocarburo

Tipo de crudo	Gravedad API	Nomenclatura
Gas	-	G
Condensado	≥ de 42	C
Petróleo Liviano	≥ de 30 a 41,9	L
Petróleo Mediano	≥ de 22 a 29,9	M
Petróleo Pesado	≥ de 10 a 21,9	P
Petróleo Extrapesado	< de 10	XP

Nota: El documento de solicitud debe ser presentado en hoja tamaño oficio y debidamente firmado.

3.2.2. Informe Técnico

Debe presentarse un informe donde se justifique técnicamente, las razones que soportan el cambio (descubrimiento, extensión o revisión). El informe debe contener la descripción geológica y de comportamiento de los yacimientos, todos soportados por estudios recientes y basados en datos locales.

El informe técnico debe contener la siguiente información:

1. Portada
2. Hoja de responsables técnicos
3. Índice
4. Listados de figuras, tablas
5. Introducción
6. Ubicación
7. Geología regional y local
8. Historia de los cambios de reservas anteriores con breve reseña histórica de los sometimientos anteriores relacionados con los yacimientos, donde se indique la siguiente información:
 - Actividad generadora del cambio (descubrimiento, extensión o revisión).
 - Volumen de reservas incorporadas.
 - Volumen resultante de reservas totales.
 - Razón del cambio. Descubrimiento, extensión, revisión (reinterpretación geológica y parámetros de yacimientos, creación, fusión, creación por modificación, creación por revisión, división, eliminación)



	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 53 de 111 Fecha:
---	---	---	------------------------------

- Factor de recobro.
- Fecha, número de sometimiento y oficio de aprobación.
- Justificación del cambio.

9. Descripción de los yacimientos actuales oficiales

10. Hojas de Datos Básicos (HDB), diseñada para calcular las reservas por el método volumétrico y generada por el Sistema de Reservas Software Libre (SIRE SL); presenta cinco formatos oficiales, que son:

- DB-1: De condensado y gas natural asociado (Ver Anexo B. Tabla B-1).
- DB-2: De petróleo y gas natural asociado (en solución y en capa de gas). (Ver Anexo B. Tabla B-2)
- DB-3: De gas natural no asociado. (Ver Anexo B. Tabla B-3)
- DB-4: De petróleo crudo por recuperación suplementaria. (Ver Anexo B. Tabla B-4)
- DB-5: Reservas de gas húmedo. (Ver Anexo B. Tabla B-5)

En aquellos casos donde un yacimiento este compartido en diversas áreas (campo, empresas, etc.), debe entregarse una hoja de datos básicos del yacimiento unificado y las correspondientes a su división en campos y áreas asignadas. Todas las hojas de datos básicos de un yacimiento unificado deberán estar firmadas por los responsables de su elaboración y de su revisión por parte de cada empresa operadora.

11. Cálculo de reservas

12. Conclusiones

13. Anexos. Dentro de los anexos que se exigen para el informe técnico se contemplan:

- Hoja de Tabla de Contribuciones (HDC).
- Hoja de comentarios por cada yacimiento probado, probable o posible sometido: Debe contener un breve resumen de los cambios reportados en los datos oficiales y seguir el formato establecido en Anexo B, Tabla B-6.
- Cálculos (HDC) de POES, GOES, reservas.
- Cálculo Volumétrico de Yacimientos.
- Resultados de los análisis PVT de los yacimientos.
- Diagrama mecánico del pozo descubridor.
- Historia de producción de los yacimientos y la predicción obtenida a través de



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 54 de 111
		Fecha:

curvas de declinación o simulación numérica.

- Copia de las páginas del libro de reservas, del sumario mensual de producción por pozo y del sumario mensual de producción por yacimiento, donde se mencione la información concerniente a los yacimientos sometidos. Esta condición no aplica en caso de descubrimiento.
- Mapas isópaco-estructurales oficiales.
- Mapas isópaco-estructurales a oficializar.
- Mapa de instalaciones de superficie correspondiente al mapa de reservas a oficializar, a la misma escala.
- Secciones Sísmicas regionales y locales.
- Secciones estructurales y estratigráficas que se consideren necesarios.
- Tabla con las coordenadas UTM referenciadas al Datum SIRGAS-REGVEN de todos los pozos representados en los mapas a oficializar.
- Tabla donde se especifique el área y volumen por parcela de los yacimientos probados, probables y posibles sometidos.
- Todo cambio en los símbolos de los pozos (incluyendo su ubicación) que haya ocurrido desde el último sometimiento, debe estar justificado en un capítulo específico del informe técnico.
- Tabla con las reservas desarrolladas y no desarrolladas de cada yacimiento a oficializar, según lo indicado en la Tabla 3.6

Tabla 3.6. Tabla de Reservas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas

Reservas probadas desarrolladas Petróleo (MBN) Gas (MMPCN)	Reservas probadas no desarrolladas Petróleo (MBN) Gas (MMPCN)	Reservas Remanentes Petróleo (MBN) Gas (MMPCN)

La suma de las reservas desarrolladas y no desarrolladas de cada yacimiento debe ser igual a las reservas reportadas en las Hojas de datos básicos (Anexo B).

Dentro de los soportes se pueden presentar:

- Perfiles eléctricos que se consideren necesarios.
- Diagrama mecánico de todos los pozos que se consideren pertinentes.
- Soportes de completación original y completación oficial de pozos.
- Soportes de abandono de pozos.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 55 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

3.3. Tipo de Sometimiento

Los sometimientos de cambios de reservas pueden ser de tres tipos: descubrimiento, extensión y revisión.

3.3.1. Sometimiento de Cambios de Reservas por Descubrimiento

Es la incorporación de un volumen de reservas probadas como resultado de la perforación de un pozo nuevo (exploratorio o de desarrollo), o por la recompletación en un nuevo horizonte de un pozo existente, sustentado en una prueba oficial de producción.

a. Determinación del área probada

El área probada estará determinada por los límites naturales del yacimiento (fallas, acuñamientos de arena, contactos de fluidos, entre otros.) según la interpretación geológica, geofísica y de ingeniería disponible para el momento y deberá identificarse en el mapa con la simbología oficial (Anexo C). Cuando no se conozca el contacto de fluidos se usarán límites arbitrarios, los cuales deberán ser paralelos a los contornos estructurales.

b. Determinación del espesor

El espesor promedio de arena neta hidrocarburífera deberá corresponder con:

- El espesor interpretado en el registro del pozo descubridor.
- El modelo sedimentológico/estratigráfico planteado en el Informe Técnico.
- Con las curvas isópacas del mapa a oficializar.

c. Determinación de los parámetros básicos

Los parámetros básicos serán determinados por los métodos técnicos correspondientes. En el caso de tener que usar correlaciones o analogías con otras áreas, deben identificarse y explicarse en el texto del informe técnico. Estos valores deben reportarse en la **Hoja de Datos Básicos** correspondiente en la columna "descubrimiento" y en la columna "yacimiento a oficializar".

d. Determinación del factor de recobro

Debe presentarse la metodología y los cálculos empleados para determinar el factor de recobro.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 56 de 111
		Fecha:

e. Registro del pozo

Debe anexarse una copia del registro de completación del pozo descubridor. Dicho registro debe presentarse completo, además debe tener representadas todas las arenas interpretadas, así como también todos los cañoneos de los intervalos evaluados. Si el pozo atraviesa fallas, estas deben ser señaladas en el registro. Adicionalmente, debe presentar el diagrama mecánico del pozo.

f. Oficio de completación oficial de producción

Debe anexarse una copia del oficio de completación oficial del pozo emitido por la Dirección Regional correspondiente, contentivo de los resultados de la prueba oficial, avalado por el Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos.

g. Exigencia de análisis PVT

En el caso de descubrimientos se debe incorporar un análisis de datos PVT con su diagrama de fase.

3.3.2. Sometimiento de Cambios de Reservas por Extensión

Las extensiones son los cambios generados por la perforación de pozos de avanzada. Aquellos sometimientos que impliquen la variación del área de un yacimiento, sin ser esta variación originada por un pozo de avanzada, deberán considerarse como una revisión:

a. Determinación del área probada

Se tomará como área probada la ya existente en el modelo geológico, con las modificaciones que resulten de la nueva información suministrada por los pozos que originan la extensión.

b. Determinación del espesor

El nuevo espesor promedio de la arena neta hidrocarburífera se estimará tomando en cuenta el valor aportado por los pozos que originan la extensión.

c. Determinación de los parámetros básicos

Los parámetros básicos se actualizarán con la nueva información obtenida del pozo, y su variación debe reportarse en la **Hoja de Datos Básicos** correspondiente, en la columna identificada como "Extensión", manteniendo la información anterior en la columna de "Descubrimiento" y colocando la información nueva en la columna "Yacimiento a oficializar".

d. Determinación del factor de recobro

Debe presentarse la metodología y los cálculos empleados para determinar el factor de recobro.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 57 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

e. Registro del pozo

Debe anexarse una copia del Registro de Completación del pozo que genera la extensión. Dicho registro debe presentarse completo, además debe tener representadas todas las arenas interpretadas, así como también todos los cañoneos de los intervalos evaluados.

Si el pozo atraviesa fallas, estas deben ser señaladas en el registro. Adicionalmente, debe presentar el diagrama mecánico del pozo.

3.3.3. Sometimiento de Cambios de Reservas por Revisión

Las revisiones son producto de la reinterpretación geológica y de los parámetros de yacimiento que generan aumentos o disminuciones en las cantidades de reservas probadas de un yacimiento. Los cambios de reservas por revisión pueden ocasionar:

- Cambios por revisión de los parámetros de un yacimiento.
- Un nuevo yacimiento por fusión de dos o más yacimientos preexistentes.
- Dos o más nuevos yacimientos por división de uno o más preexistentes.
- Eliminación de uno o más yacimientos por los cambios generados en los puntos anteriores.

Para hacer estos cambios de reservas se debe redistribuir la producción acumulada hasta el 31 de diciembre del año anterior al que se efectúe la revisión.

Cuando se crea un yacimiento, sus datos básicos deben reportarse en las columnas de "Cambio" y "Yacimiento a oficializar".

Si el cambio afecta a un yacimiento existente sin la creación de uno nuevo, la información oficial debe reportarse en la columna "Revisión / Oficial", la variación de los parámetros básicos debe reportarse en la **Hoja de Datos Básicos** correspondiente, en la columna "Revisión/Cambio" colocando la información nueva en la columna "Yacimiento a oficializar".

3.4. Mapas de Reservas

Todo yacimiento consignado para su oficialización debe estar representado en un mapa de reservas. Dicho mapa debe contener toda la información necesaria para la correcta interpretación del modelo geológico. Los mapas que acompañan la solicitud de cambios de reservas obtienen el rango de mapas oficiales al momento en que la solicitud es aprobada por el Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos. Los mapas a oficializar deben cumplir lo siguiente:

- Presentar la información isópaco-estructural al tope de la arena yacimiento.
- Señalar los límites de los yacimientos probados, probables y posibles.
- Cuando el cambio está generado por extensiones y revisiones, el mapa a oficializar debe



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 58 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

indicar en color amarillo, los límites y nombres oficiales (anteriores) del yacimiento objeto del cambio.

3.4.1. Especificaciones para la Elaboración de Mapas Isópaco-estructurales

- Los mapas mostrarán de manera conjunta la información isópaca y estructural, salvo en aquellos casos en los que la densidad de información geológica y de pozos sea muy alta y para su mejor lectura deban ser presentarlos separadamente.
- Los mapas deben ser presentados a escala 1:20.000. En aquellos casos en que sea necesario consignarlos en una escala diferente, la empresa solicitará previamente el correspondiente permiso al Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos, justificando las razones del cambio en la escala mediante una solicitud escrita. Una vez obtenida la aprobación, la misma tendrá validez para todos los sometimientos posteriores hasta sea emitida una instrucción contraria.
- Los mapas deben ser presentados en idioma castellano y bajo el siguiente esquema:
 - a. Indicar el norte geográfico.
 - b. Presentar un reticulado en el sistema de coordenadas UTM. Las coordenadas UTM de todos los mapas a oficializar deben estar referenciadas al Datum SIRGAS-REGVEN, tal como lo establece la Resolución No. 369, publicada en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 38.316 del 17/11/2005. Las consecuencias del incumplimiento de esta normativa serán atribuidas directamente a la empresa operadora (Ley de geografía, cartografía y catastro nacional).
 - c. Colocar todos los límites de parcelas y sus nombres en color azul claro. El nombre de cada parcela debe ser colocado aun cuando el área de la parcela no esté totalmente en el mapa. El parcelamiento petrolero venezolano oficial vigente es el establecido en la Resolución No. 369, publicada en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 38.316 del 17/11/2005.
 - d. Colocar la poligonal del área asignada a la empresa operadora.
 - e. Debe estar representada la extensión completa de los yacimientos sometidos.
 - f. Los nombres de todos los yacimientos presentes, deben corresponder con el nivel estratigráfico representado en el mapa. El formato de los nombres deberá ser: "nivel estratigráfico" espacio "nombre del pozo descubridor". El nombre del pozo descubridor deberá llevar un guion entre su abreviatura o acrónimo y su número. Si el pozo descubridor es un pozo exploratorio, la letra "X" no se coloca en el nombre del yacimiento.
 - g. La flecha que va desde el nombre al yacimiento, debe apuntar al pozo descubridor (en los casos en que aplique).
 - h. Todos los símbolos utilizados deben colocarse dentro de la leyenda en el mapa, y deben corresponder con los símbolos indicados en la leyenda oficial (Anexo C).
 - i. Colocar los límites y los nombres de los campos.



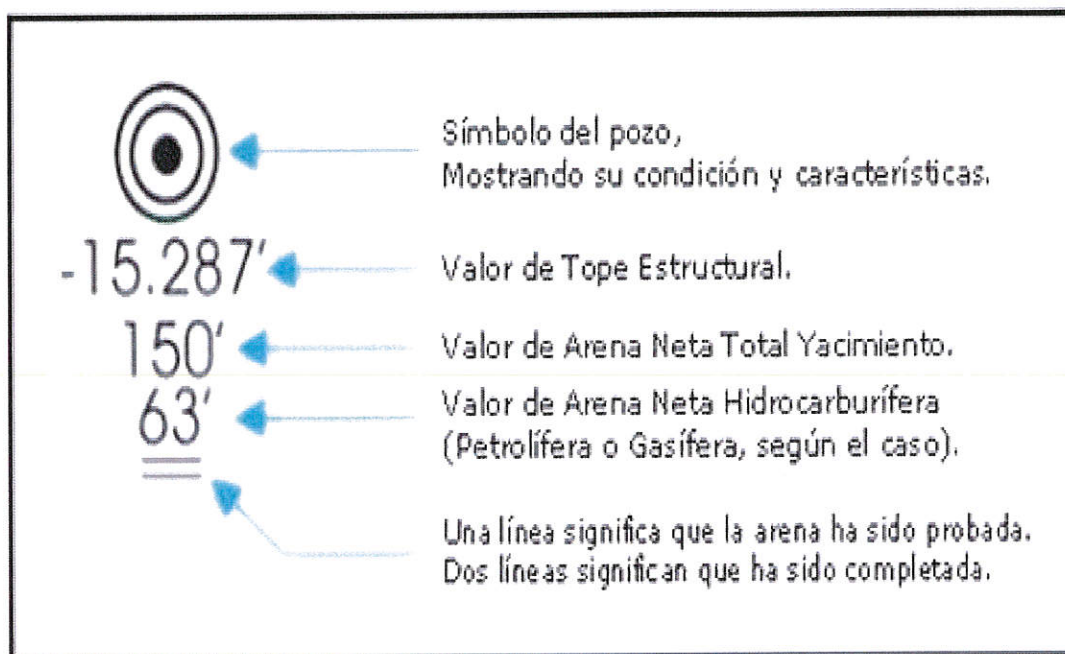
	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 59 de 111 Fecha:
---	---	---	------------------------------

- j. Colocar los límites de los cuadrángulos (cuadrícula que corresponde a la rejilla de cobertura de los mapas a escala 1:50.000 del Instituto Geográfico de Venezuela Simón Bolívar). Cada cuadrángulo recibe el nombre del mapa 1:50.000 correspondiente.
- k. La condición y características de cada pozo debe estar representada siguiendo la nomenclatura de la Simbología Oficial para Mapas (Anexo C), dependiendo del tipo de pozo.
- l. Registro tipo del área, mostrando las formaciones geológicas del área con sus respectivas edades, profundidad y señalando el horizonte cartografiado en color amarillo.
- m. Los yacimientos con reservas probadas, probables o posibles deben identificarse en letras mayúsculas iniciando con la palabra YAC., seguido del nombre del nivel estratigráfico y el nombre del pozo descubridor (ejemplo: YAC. MER FUC-23).
- n. Las curvas estructurales deben trazarse con líneas negras continuas y las profundidades deben indicarse en pies.
- o. El mapa isópaco deberá estar basado en los valores de arena neta hidrocarburífera, bien sea petrolífera (ANP) o gasífera (ANG), y no en la arena neta total yacimiento (ANT). Las curvas isópacas deben trazarse con líneas negras de segmentos cortos, indicando el espesor de la arena en pies.
- p. Representar la información geológica disponible en la cobertura del mapa (curvas estructurales, fallas, corrimientos, coalescencia, pozos, entre otros).
- q. Los límites del yacimiento (fallas, acuíñamientos de arenas, barreras de permeabilidad, entre otros) deben estar claramente identificados en el mapa mediante los símbolos y código de colores incluidos en la leyenda oficial. En el caso de establecer límites arbitrarios, estos deben ser paralelos a los contornos estructurales y deben señalarse en el mapa utilizando la expresión "límite arbitrario-profundidad estimada". Ejemplo: Lim. Arb. @ -7.250' (Est).
- r. En los yacimientos delimitados por contactos de fluidos, debe indicarse este contacto según las condiciones originales del yacimiento e indicar el valor de la profundidad a la cual se encuentran.
- s. Los valores de profundidad y espesor de arena de cada pozo deben organizarse de la siguiente forma: el valor del Tope Estructural deberá colocarse debajo de la simbología de cada pozo. En el siguiente renglón se colocará el espesor de arena neta total yacimiento (ANT) y por último el espesor de arena neta hidrocarburífera (Petrolífera o Gasífera, según el caso). Cuando existan varios lentes deberán ser colocados por separados en forma de una suma algebraica. El último valor deberá subrayarse con una línea cuando el intervalo cartografiado ha sido probado y con dos líneas cuando ha sido completado (Figura 3.1).



	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 60 de 111 Fecha:
---	---	---	--

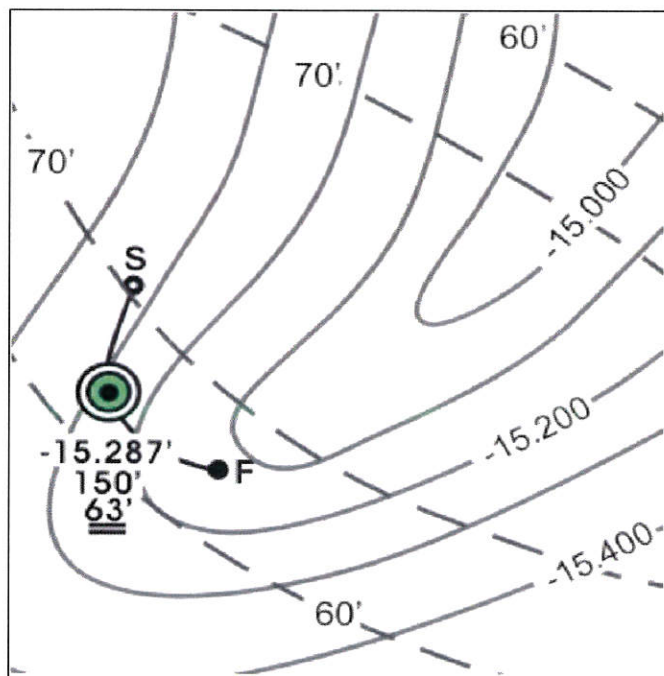
Figura 3.1. Símbolo de pozo y arreglo de sus datos



- t. En la leyenda deben aparecer todos los elementos representados en el mapa y deben estar acordes a los establecidos en el Anexo C de este manual.
- u. En el cajetín de presentación se debe: Mencionar el nombre del cuadrángulo al cual pertenece el mapa, indicar "Mapa isópaco – estructural" y el nivel estratigráfico donde se encuentran los yacimientos representados; intervalos de las curvas estructurales e isópacos; datum; huso.
- v. La fecha del mapa debe estar actualizada a la fecha del sometimiento, firmado por las personas responsables de su elaboración y debe tener las fechas de las revisiones anteriores.
- w. En caso de pozos desviados debe identificarse su ubicación en superficie con la letra S y en fondo con la letra F. El símbolo oficial del pozo debe colocarse en el punto donde su trayectoria intercepta el tope de la arena cartografiada (Figura 3.2).



Figura 3. 2. Caso de pozo desviado



- x. Para indicar el movimiento relativo vertical de las fallas, el bloque deprimido se identifica con la letra D y el bloque levantado con la letra L, así como los valores de las curvas estructurales a ambos lados de la falla.
- y. Para la representación de los fluidos en el yacimiento, se deben utilizar los colores identificados en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. Asignación de colores de acuerdo al fluido

Fluido	Color
Gas seco / Gas húmedo	Rojo
Condensado	Anaranjado
Petróleo liviano/Mediano	Verde claro
Petróleo pesado	Verde oscuro
Petróleo extrapesado	Marrón oscuro
Agua	Azul



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 62 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

3.5. Representaciones Gráficas Adicionales

Cada solicitud de cambio de reservas debe ir acompañada con las representaciones gráficas que respalden la información presentada en el informe técnico, ya sean: secciones estratigráficas, estructurales, mapas diversos, entre otras.

Todas las representaciones gráficas presentadas deben ser legibles, claras y deben cumplir con los elementos básicos necesarios para su interpretación, bien sea escala, leyenda, ubicación relativa dentro de un mapa (en el caso de las secciones estratigráficas, estructurales o sísmicas), entre otros.

En los casos que la actividad generadora sea descubrimiento, extensión o revisiones en donde se realicen reinterpretaciones del modelo geológico, debe anexarse adicionalmente al informe técnico las siguientes representaciones gráficas:

- Mapa de ambientes sedimentarios correspondiente al mapa de reservas propuesto, a la misma escala de los mapas isópaco-estructurales.
- Secciones estructurales y estratigráficas compuestas en donde se señalen espesores de arena neta total, espesores de arena neta hidrocarburífera y contacto de fluidos, con todos los elementos necesarios para su interpretación.

3.6. Documento de Solicitud de Actualización de la Base de Recursos Exploratorios

Cuando se trate de una actualización de la base de recursos exploratorios, el documento de solicitud debe contener:

- Especificar el tipo de recurso exploratorio (área potencialmente prospectiva, indicio exploratorio, prospecto exploratorio).
- Nombre de los recursos exploratorios sometidos.
- Jurisdicción, estado, municipio y campo (si aplica).
- Nombres, cargos, teléfonos y correo electrónico actualizados de las personas contactos.

Informe Técnico

Debe presentarse un informe donde se justifique técnicamente, las razones que soportan la actualización de la base de recursos exploratorios. El informe técnico debe contener la siguiente información:

- Portada
- Hoja de responsables técnicos
- Índice
- Listados de figuras, tablas



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 63 de 111 Fecha:
---	---	---

5. Introducción
6. Ubicación
7. Sistema petrolífero, roca madre, roca reservorio, sello.
8. Migración (mecanismos, rutas y tasas).
9. Nivel de certidumbre del sistema petrolífero.
10. Carta de eventos del sistema petrolífero.
11. Modelo tectónico regional y local.
12. Tipo de trampa.
13. Mecanismos de deformación.
14. Curvas o modelo de soterramiento (puntual o areal).
15. Sección sísmica regional y local.
16. Estratigrafía regional y local.
17. Mapa estructural al tope de la roca reservorio propuesta.
18. Análisis y cálculo de riesgo exploratorio / geológico.
19. Matriz de Riesgo.
20. Programa informático empleado (GAEAPAS o similares).
21. Modelos probabilísticos empleados.
22. Datos de entrada. Distribución de cada variable utilizada.
23. Datos de salida.
24. Curvas de probabilidad de ocurrencia acumulada.
25. MSV, riesgo geológico, POS, expectativas.

Si se trata de un área potencialmente prospectiva tipo "a": estimaciones preliminares realizadas bajo el criterio experto.

Si se trata de un área potencialmente prospectiva tipo "b": entregar el conjunto de los volúmenes correspondiente a los indicios o prospectos exploratorios dentro de esta área. Adicionalmente, entregar el volumen adicional estimado bajo el criterio experto donde no se han definido indicios o prospectos exploratorios dentro de esta área.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 64 de 111
		Fecha:

VIII. INFORME ANUAL DE RESERVAS

Este informe deberá ser presentado por las empresas operadoras ante el Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos durante el mes siguiente al cierre del año fiscal. El contenido de este informe anual será la estadística total de las reservas probadas sometidas y aprobadas por este Ministerio. Igualmente incluye las estadísticas de las reservas probables y posibles. Las Tablas para presentar los datos en el Informe Anual se muestran en el Anexo D.

En esta sección se muestran informes y cuadros oficiales anuales de las reservas de hidrocarburos que se presentan ante el Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos, así como también las normas para llenarlos. Estos informes están constituidos por una serie de cuadros en donde se especifica detalladamente todo lo relativo a las reservas de hidrocarburos de los yacimientos y prospectos existentes y su correspondiente descripción. La letra anexa al número en cada cuadro representa el tipo o categoría de reserva, como se muestra a continuación:

- Categoría A: Reservas de petróleo y condensado.
- Categoría B: Líquidos del gas natural en planta.
- Categoría C: Gas natural asociado con el petróleo.
- Categoría D: Gas natural no asociado.
- Categoría E: Resumen de las reservas de gas.

Tanto para las reservas de petróleo como para las de gas, se presentarán dos conjuntos de informes anuales, uno para las "áreas geográficas determinadas" y otro para las "áreas en exploración".

Con el propósito de facilitar el manejo de los distintos tipos de prospectos que se incluyen como reservas probables o posibles, se utilizarán los códigos de las series 100 a 400 para las reservas probables y de las series 600 al 1100 para las reservas posibles.

Los volúmenes de hidrocarburos inyectados en las formaciones productoras con propósitos de recuperación adicional o conservación, que podrían ser recuperados de nuevo, son reservas probadas. Sin embargo, los volúmenes almacenados como inventario no se consideran reservas. Las reservas de los yacimientos de petróleo volátil deben ser incluidas en los cuadros del petróleo crudo, identificándolas con las siglas "PV" en las columnas "observaciones".

Los informes de reservas y sus respectivos cuadros estarán precedidos de un texto breve que resalte las características importantes relacionadas con las cifras y cálculos correspondientes al año del informe. Se incluirá un resumen de los cambios ocurridos durante el año por jurisdicción y zona, así como una descripción breve de cada descubrimiento y extensión; y un listado de las revisiones efectuadas. Adicionalmente, se



	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 65 de 111 Fecha:
---	---	---	------------------------------

debe incluir la información correspondiente a los yacimientos de petróleo y/o gas que aparece en más de un campo, como también la información sobre los campos renunciados.

4.1. Categoría A - Reservas de Petróleo y Condensado

Las ecuaciones que se utilizan en estas normas para estimar las reservas de "gas condensado original en sitio" incluidas en los Cuadros IIIA, son las mismas que se utilizan para estimar las reservas de gas seco asociado al gas condensado en los Cuadros IIIC. El gas condensado original en sitio del que resultan ambas cantidades es el mismo a condiciones de yacimiento.

Tanto las ecuaciones y nomenclaturas, como las normas para llenar los formatos de los datos básicos utilizadas para la estimación de las reservas, se describen con más detalle en el Anexo D, "datos básicos, descubrimientos extensiones y revisiones".

1. La tasa de agotamiento anual que se muestra en los cuadros de petróleo y condensado representa la proporción entre la producción anual del yacimiento y las reservas remanentes.
2. La tasa de agotamiento total representa la proporción entre la producción acumulada del yacimiento y sus reservas originales (reservas más producción acumulada).
3. La declinación del yacimiento representa la declinación mensual del yacimiento, la cual es estimada de las curvas de comportamiento de la producción del yacimiento, en su gran mayoría por el método de declinación exponencial.
4. El límite económico indica la cantidad mínima de producción comercial económica del yacimiento.
5. La segregación indica la segregación comercial a la cual pertenece la producción del yacimiento.
6. En la columna de mecanismo de producción se indicarán solamente los tres mecanismos principales.
 - a. Empuje por gas en solución
 - b. Empuje por expansión de la capa de gas
 - c. Empuje de agua
 - d. Segregación gravitacional
 - e. Empuje por compactación
 - f. Inyección de agua
 - g. Inyección de gas
 - h. Inyección continua de vapor de agua
 - i. Inyección alternada de vapor de agua
 - j. Condensado asociado con el petróleo
 - k. Condensado no asociado con el petróleo
 - l. Desplazamiento miscible
 - m. Combustión "in situ"
 - n. Mecanismo no determinado



	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 66 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

- o. No incluido en esta lista
7. En la columna método de cálculo, el método utilizado se identificará con la sigla correspondiente, B: balance de materiales, C: curvas de comportamiento, D: estudio integrado, S: simulación matemática, V: volumétrico.
 8. Los yacimientos sometidos a recuperación suplementaria se identificarán en la columna observaciones con la sigla "S".
 9. Los cuadros IIIA incluirán un resumen de todos los yacimientos que aparecen en más de un campo y otro de los yacimientos unificados.
 10. La columna observaciones se utilizará para indicar cuando el yacimiento está unificado con la sigla "U", o en proceso de unificación con las siglas "PU". Los volúmenes de transferencias de producción para el período del informe y los del total transferido acumulado se mostrarán en las columnas correspondientes.
 11. Adicionalmente a los totales que se indican con la sigla X para los cuadros anexos, los cuadros IIIA, IIIC y IIID incluirán totales por tipo de crudo y área geográfica (oriente, occidente y centro sur), debajo del total de cada campo, para las siguientes columnas: volumen de petróleo almacenado en sitio, factor de recuperación (promedio ponderado X_p), reservas recuperables, producción acumulada y reservas remanentes.
 12. En la columna serie de todos los cuadros de reservas probables y reservas posibles de condensado, petróleo y gas natural, se indicarán los números de serie que identifican los diferentes prospectos. Las series 100 al 400 corresponden a las reservas probables y las series 600 al 1100 corresponden a las reservas posibles.
 13. En el caso de reservas probables o posibles que se incorporen a otra categoría, se indicará en observaciones el comentario "incorporadas al yacimiento o prospecto X".
 14. La columna recuperación por pozo que se muestra en los cuadros de reservas probables y reservas posibles representa el mejor estimado de la recuperación total del pozo en el prospecto geológico identificado, y sirve con frecuencia para estimar las reservas que se les asignan a yacimientos análogos, y aquel al que se refiere el prospecto.
 15. Las columnas de totales de reservas en los cuadros de IIIA-5 y IIIA-6 se muestran sólo como referencia. Las cantidades indicadas en dichas columnas deben ser utilizadas con cautela, ya que estos valores representan la sumatoria de reservas estimadas con diferentes niveles de certeza.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 67 de 111 Fecha:
---	---	-------------------------------------

Tabla 4.1. Nombre de las Tablas Oficiales anuales para reservas de petróleo y condensado

Nombre	Alcance
IIIA- 1A	Datos básicos y reservas probadas de condensado por yacimiento
IIIA-1B	Datos básicos y reservas probadas de petróleo por yacimiento
IIIA-1C	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas probadas de petróleo y condensado
IIIA-2A	Datos básicos y reservas probables de condensado
IIIA-2B	Datos básicos y reservas probables de petróleo
IIIA-2C	Reservas probables de yacimientos cuyos programas de recuperación adicional no han sido presentados ni aprobados por el MPPH (Serie 400)
IIIA-2C1	Datos básicos y reservas probables de petróleo y condensado por reinterpretación de parámetros (Serie 500)
IIIA-2D	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas probables de petróleo y condensado
IIIA-3A	Datos básicos y reservas posibles de condensado
IIIA-3B	Datos básicos y reservas posibles de petróleo
IIIA-3C	Reservas posibles de yacimientos cuyos programas de recuperación adicional no han sido presentados ni aprobados por el MPPH (Serie 1000)
IIIA-3C1	Datos básicos y reservas posibles de petróleo y condensado por reinterpretación de parámetros
IIIA-3D	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas posibles de petróleo y condensado
IIIA-4	Resumen de reservas probadas de petróleo y condensado
IIIA-5	Resumen de reservas probadas de petróleo y condensado sometidas a recuperación suplementaria
IIIA-6	Resumen de las reservas probadas, probables y posibles de petróleo y condensado



	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 68 de 111 Fecha:
---	--	--

4.2. Categoría B – Líquidos del Gas Natural en Planta

En estos cuadros se incluyen las reservas de los líquidos del gas natural (LGN) de las plantas de extracción ubicadas en las distintas jurisdicciones, cuyo propósito es la extracción de líquidos del gas natural producido para ser comercializados. La estimación de las reservas incluidas en dichos cuadros se hará sólo como se especifica en estas normas. Adicionalmente, estas cantidades deben incluirse en todos los cuadros de resumen de reservas de líquidos del gas natural identificándolas con las siglas LGN:

- Las reservas probadas del gas para plantas son las reservas de gas rico o húmedo que pueden contribuir a la generación de hidrocarburos líquidos comerciales al ser procesadas en plantas de extracción. Estas reservas resultan al deducir de las reservas probadas de gas, las reservas totales o parciales de los yacimientos que suministran gas a las plantas de inyección de gas y el gas utilizado como combustible, en operaciones y otros usos.
- Las reservas probadas de líquidos del gas natural (LGN) resultan de multiplicar las reservas probadas del gas para plantas por el factor (ponderado) de líquidos obtenibles del gas (riqueza del gas) y por el "factor de extracción" de la planta (FEp) a la cual el gas está conectado. Estas reservas se clasifican como reservas probadas desarrolladas de LGN.
- El "factor de extracción" se calcula en base a los factores de extracción estimados por la empresa para sus plantas, utilizando las estadísticas reales de las capacidades de extracción de cada planta.
- Los hidrocarburos líquidos comerciales obtenibles del procesamiento del gas rico o húmedo no conectado a los sistemas de recolección de las plantas de extracción, ni a las plantas de conservación, deben ser sometidos al Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos como reservas probadas no desarrolladas de LGN.
- El valor ponderado de la riqueza del gas utilizado para calcular reservas de LGN se estimará de los valores suministrados en los cuadros IIIC y IIID para las reservas de gas que podrían contribuir a la recuperación comercial de LGN.
- La capacidad de la planta será la que resulte de multiplicar su capacidad de diseño por un Factor de disponibilidad de planta calculado por la empresa.
- Los días en operación serán días en que efectivamente estuvo la planta en operación durante el año del informe.
- En la columna producción anual se indicará la producción anual de los distintos productos de la planta (propano, butano, etano, gasolina natural, trazas de líquidos del gas natural) y el total.
- Las reservas probables y posibles de LGN que se someten en el cuadro IIIB-1 representan los volúmenes de LGN obtenibles del gas rico o húmedo que están clasificados como reservas probables y posibles, respectivamente, después de haber efectuado las deducciones y aplicado los factores correspondientes.



	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 69 de 111 Fecha:
---	---	---	------------------------------

Tabla 4.2. Nombre de las Tablas Oficiales anuales para reservas de líquidos del gas natural

Nombre	Alcance
IIIB	Reservas probadas de los hidrocarburos líquidos del gas natural (LGN)
IIIB-1	Reservas probables y posibles de los hidrocarburos líquidos del gas natural (LGN)

4.3. Categoría C y D– Gas Natural Asociado y No Asociado con el Petróleo

Los cálculos que se describen a continuación son los mismos que se describen en estas normas para llenar los cuadros de condensado (IIIA). El gas condensado original en sitio del cual resultan ambas cantidades (condensado y gas seco asociado) es el mismo gas a condiciones de yacimiento. Es importante notar que en las Tablas de descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas de gas se incluyen tanto los descubrimientos, extensiones y revisiones de las reservas del gas asociado con el petróleo (gas en solución y capa de gas), como las de gas seco asociado al gas condensado:

- Los yacimientos de petróleo y/o gas que estén bajo inyección por cualquier razón, incluirán como reservas probadas los volúmenes de gas inyectados.
- En los yacimientos unificados bajo inyección de gas, cada operadora indicará la participación que le corresponde del total inyectado en dichos yacimientos.
- Los yacimientos de gas, que de acuerdo con la información geológica y de ingeniería indiquen mancomunidad con otras empresas, serán indicados en la columna observaciones. Se utilizarán las mismas siglas que se utilizaron para los yacimientos unificados de hidrocarburos líquidos.
- El poder calorífico del gas se refiere a la cantidad de unidades térmicas contenidas en el gas indicado.
- Los líquidos obtenibles del gas (riqueza del gas) que se podrían recuperar en las plantas de extracción de líquidos constituyen la base para calcular las reservas de LGN sometidas en los cuadros IIIB.

La Tabla 4.3 muestra las identificaciones de los cuadros oficiales en el caso de reservas de gas asociado. En el caso de reservas de gas no asociado la Tabla 4.4 muestra las identificaciones de los cuadros oficiales.

Los cuadros de resumen de las reservas probadas, probables y posibles de gas (cuadros IIIE) se explican por sí solos. Las columnas de totales de reservas en el cuadro IIIE, “resumen de las reservas probadas, probables y posibles de gas”, se muestran solo



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 70 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

como referencia. Las cantidades indicadas en dicha columna deben ser utilizadas con cautela, ya que estos valores representan la sumatoria de reservas estimadas.

Tabla 4.3. Nombre de las Tablas Oficiales anuales para reservas de gas asociado

Nombre	Alcance
IIIC-1A	Datos básicos y reservas probadas de gas seco asociado con el condensado
IIIC-1B	Datos básicos y reservas probadas de gas natural asociado con el petróleo
IIIC-1C	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas probadas de gas asociado con el petróleo y el condensado
IIIC-2A	Datos básicos y reservas probables de gas seco asociado con el condensado
IIIC-2B	Datos básicos de reservas probables de gas natural asociado con el petróleo
IIIC-2C	Descubrimiento, extensiones y revisiones de las reservas probables de gas asociado con el petróleo y el condensado
IIIC-3A	Datos básicos y reservas posibles de gas seco asociado con el condensado
IIIC-3B	Datos básicos y reservas posibles de gas natural asociado con el petróleo
IIIC-3C	Descubrimientos, extensiones y revisiones de las reservas posibles de gas asociado con el petróleo y el condensado

Tabla 4.4. Nombre de las Tablas Oficiales anuales para reservas de gas no asociado

Nombre	Alcance
IIID- 1A	Datos básicos de reservas probadas de gas natural no asociado
IIID-1B	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas probadas de gas natural no asociado
IIID-2A	Datos básicos de reservas probables de gas natural no asociado
IIID-2B	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas probables de gas natural no asociado
IIID- 3A	Datos básicos de reservas posibles de gas natural no asociado
IIID-3B	Descubrimientos, extensiones y revisiones de reservas posibles de gas natural no asociado
IIIE	Resumen de las reservas probadas, probables y posibles de gas
IIIE-1	Resumen de las reservas probadas de gas



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 71 de 111 Fecha:
---	---	-------------------------------------

IX. BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (2024). Informe de Recursos y Reservas 2023. Colombia.
- Ahmed, T. (2019). Reservoir Engineering Handbook (Fifth ed). Burlintong, New Jersey, USA: Elsevier.
- British Petroleum. (2021). Statistical Review of Word Energy.
- Craft, B. y Hawkins, M. (1991). Applied Petroleum Reservoir Engineering. Second edition. Prentice Hall.
- Craft, B. y Hawkins, M. (2015). Applied Petroleum Reservoir Engineering. Third edition. Prentice Hall.
- Dake, L. (1978). Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier.
- Energy Institute. (2025). Statistical Review of Word Energy.
- Fetkovich, M.J., Fetkovich,M.D. (1996). Useful Concepts for Decline -Curve Forescasting, Reserve Estimation, an Analysis. SPE Reservoir Engineering, 13-22.
- Oficina Internacional de Pesas y Medidas. (2006). Sistema Internacional de Unidades.
- Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2025). Annual Statistical Bulletin.
- Pemex Exploración y Producción. (2022). Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos.
- Simson, D. (2017). Practical onshore gas field engineering. Elsevier.
- Society of Petroleum Engineering (SPE). (2022). Petroleum Resources Management System.
-



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 72 de 111 Fecha:
---	--	-------------------------------------

X. GLOSARIO DE TÉRMINOS

Área probada: Es la proyección en la superficie de la extensión delimitada de un yacimiento de reservas probadas de hidrocarburos.

Barril: Unidad estándar usada comúnmente en la industria petrolera equivalente a 42 galones, 158,9838 litros ó 0,1590 metros cúbicos, medidos a 15,56°C ó a 60°F.

Condensado: Es una mezcla de hidrocarburos que existe en estado gaseoso homogéneo en el yacimiento cuando la presión original está por encima de la presión de rocío y la temperatura es menor que la del punto cricondértico, pero no menor que la temperatura crítica. Exhibe condensación retrógrada y se recupera en forma líquida cuando son sometidos a agotamiento isotérmico por debajo del punto de rocío, a la presión original del yacimiento.

Condensado de planta (Líquidos del gas natural, LGN): Son los hidrocarburos líquidos del gas natural que se recuperan en los sistemas de recolección y compresión de gas, y en plantas de tratamiento de gas natural. Incluyen propano, butano, pentano y gasolina natural pero no están limitadas a éstos.

Condiciones normales: Son los valores de presión y temperatura utilizados para determinar las propiedades físicas referenciales de los hidrocarburos, principalmente para el cálculo de los volúmenes de producción y comercialización. Estos valores corresponden a 60°F (15,56 °C) y 14,7 lpc (101,325 kPa).

Descubrimientos: Es la incorporación de un volumen de reservas probadas como resultado de la perforación de un pozo nuevo (exploratorio o de desarrollo), o por la recompletación en un nuevo horizonte de un pozo existente, sustentado en una prueba oficial de producción.

Expectativa: Son los volúmenes de hidrocarburos estimados a través de métodos probabilísticos en cada recurso exploratorio. MSVxPOS ("Mean Success Value x Probability Of Success").

Exploración: Es un conjunto de operaciones necesarias para la búsqueda de hidrocarburos naturales, mediante la utilización de diversas técnicas geológicas, geofísicas, geoquímicas u otras, como la perforación de pozos y cualquier otro trabajo tendiente a determinar las posibilidades hidrocarburíferas de un área.

Extensión: Es el volumen que se añade a las reservas probadas de un yacimiento como resultado de la terminación de pozos fuera del área probada.

Factor de recobro: Es la relación que existe entre el volumen de reservas recuperables y el volumen original en sitio, POES, COES o GOES. Está basado en el esquema de explotación planteado y la tecnología disponible, generalmente expresado como un porcentaje.

Gas: Ver gas natural.

Gas ácido: Es un gas natural que contiene azufre, compuestos de azufre y/o dióxido de carbono en cantidades que requieren remoción para su uso.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 73 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

Gas asociado: Es el gas natural que se produce junto con el petróleo y que se puede encontrar en un yacimiento como capa de gas que suprayace al petróleo y/o como gas en solución.

Gas convencional: Es un gas natural asociado o no asociado que existe en una roca permeable y que puede ser producido mediante prácticas normales (ver gas no convencional).

Gas dulce: Es un gas natural que no contiene azufre ni compuestos de azufre, o los contiene en cantidades tan pequeñas que no es necesaria su remoción.

Gas húmedo o gas rico: Es un gas natural que contiene hidrocarburos más pesados que el metano, en cantidades tales que pueden ser extraídas comercialmente o que deben ser removidas antes de la utilización del metano.

Gas licuado de petróleo (GLP): Mezcla de hidrocarburos gaseoso, obtenida del procesamiento del gas natural o de la refinación del petróleo, que a condiciones determinadas de presión y temperatura se mantiene en estado líquido, compuesta principalmente de propano y butano, pudiendo contener otros hidrocarburos en menores proporciones.

Gas natural: Combustible fósil formado por mezclas de hidrocarburos, mayoritariamente por metano que puede estar en solución en el petróleo o libre en los yacimientos y que a condiciones normales de presión y temperatura se presenta en fase gaseosa. El gas natural puede contener sustancias que no son hidrocarburos. Administrativamente, a menos que se indique otra cosa el término "gas" hace referencia al "gas natural".

Gas natural licuado (GNL): Es un gas natural que consiste predominantemente en metano y etano, y que ha sido licuado a baja temperatura para facilitar su manejo y transporte.

Gas no asociado: Es un gas natural que se encuentra en forma gaseosa en los yacimientos y no está asociado a cantidades significativas de petróleo o condensado. También es llamado gas libre.

Gas no convencional: Es un gas natural encontrado en condiciones poco comunes, tales como roca impermeable, que requiere estimulación para su recuperación, o que existe como hidrato de gas o disuelto en agua de formación o proviene de la gasificación in situ del carbón (ver gas convencional).

Gas original en sitio (GOES): Es el volumen total de gas contenido originalmente en yacimiento estimado a condiciones de temperatura y presión normales.

Gas seco: Es un gas natural que contiene cantidades de hidrocarburos más pesados que el metano que no pueden ser extraídos comercialmente.

Hidrocarburos: Son sustancias químicas formadas exclusivamente de hidrógeno y carbono y pueden encontrarse en la naturaleza en las fases gaseosa, líquida o sólida.

Líquidos del gas natural, LGN: Ver condensado de planta.



	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 74 de 111 Fecha:
---	---	---	--

Operadora: Empresa o compañía que realiza directamente actividades primarias en el sector de hidrocarburos.

Perfil de completación: representa el perfil eléctrico elaborado con los datos de la terminación oficial del pozo e incluye la fecha oficial de terminación del pozo aprobada por el Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos, completación oficial del pozo, prueba oficial de producción y una breve descripción de los eventos más importantes de la perforación y completación.

Petróleo crudo: Es la porción de hidrocarburos que existe en fase líquida en los yacimientos y que permanece líquida a condiciones atmosféricas de presión y temperatura. El petróleo crudo puede incluir cantidades menores de sustancias que no son hidrocarburos y que se producen conjuntamente. Está permitido usar las apócopes petróleo o crudo cuando el contexto indica claramente que se trata de petróleo crudo.

Petróleo original en sitio (POES): Es el volumen total estimado de petróleo contenido originalmente en un yacimiento a condiciones normales de presión y temperatura.

Petróleo volátil: Son hidrocarburos que exhiben características bastante parecidas a los condensados, o crudos bastante livianos, y con frecuencia existe dificultad para establecer una clara diferencia entre ellos. Por lo general, los petróleos volátiles exhiben factores volumétricos de formación por encima de 2.0, la temperatura del yacimiento está más cerca de la temperatura crítica que en el petróleo crudo y una cantidad significativa de la recuperación proviene de la condensación de líquidos de la fase gaseosa a medida que los fluidos del yacimiento son producidos.

Productos de plantas de gas: Son líquidos del gas natural recobrados en plantas de procesamiento de gas y en algunos casos de instalaciones de campo. Incluye etano, propano, butano, mezclas de butano-propano, gasolina natural y condensados de planta.

Proyecto piloto: Es aquel que se lleva a cabo en un pequeño sector representativo de un yacimiento para efectuar pruebas similares a lo que se llevaría a cabo en toda el área del yacimiento. El objetivo es recabar información u obtener resultados que puedan ser utilizados como base de estudios convencionales o de simulación matemática de todo el yacimiento.

Recuperación suplementaria: Bajo este concepto se incluyen las cantidades de hidrocarburos que pueden ser recuperadas por encima de los volúmenes que se recuperaran por agotamiento natural del yacimiento.

Recursos de hidrocarburos: Son las cantidades de hidrocarburos identificados o por descubrir que se estima pueden existir en el subsuelo.

Reservas o reservas remanentes: Es, para el momento en que se efectúa la estimación, el volumen recuperable que aún no ha sido extraído del yacimiento y resultan de restar el volumen extraído (producción acumulada) del volumen estimado originalmente en sitio.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 75 de 111 Fecha:

Revisiones: Son el reajuste de las estimaciones del volumen de reservas probadas de un yacimiento, como consecuencia de su comportamiento o de la reinterpretación de sus parámetros o de una reinterpretación geológica.

Sistema petrolífero: Sistema de elementos esenciales y procesos naturales, con ocurrencia indispensable en tiempo y espacio para generar acumulaciones o yacimientos de hidrocarburos.

Yacimiento: Es el lugar donde ocurre la acumulación natural de recursos valiosos. En el caso de hidrocarburos está formado por rocas porosas o fracturadas capaces de almacenar fluidos.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 76 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

XI. ANEXOS

ANEXO A. Relaciones de Unidades y Conversiones

Tabla A-1. Equivalencias relacionadas al sistema internacional de unidades

Dimensión	Unidad SI		Equivalencia	Unidad No SI	
	Nombre	Símbolo		Símbolo	Nombre
Longitud	Metro	m	1 m = 3,28084 ft	ft	Pie
			1 m = 39,37008 in	in	Pulgada
Área	Metro cuadrado	m ²	1 m ² = 0,0002471 ac	ac	Acre
Volumen	Metro cúbico	m ³	1 m ³ = 6,2898 bbl	bbl	Barril
			1 m ³ = 0,00081 ac-ft	ac-ft	Acre-pie
			1 m ³ = 35,3147 ft ³	ft ³	Pie cúbico
Presión	Pascal	Pa	1 Pa = 0,000145038 psi	psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada
Energía	Julio	J	1 J = 0,0009 Btu	Btu	Unidad térmica británica
Temperatura	Grado centígrado	°C	°C = (°F - 32) × 5/9	°F	Grado Fahrenheit
Viscosidad	Pa.s	Pa.s	1 Pa.s = 1000 cP	cP	Centipoise
Permeabilidad	Metro cuadrado	m ²	1 m ² = 1,01317 × 10 ⁻¹² D	D	Darcy
Leyenda: SI: Sistema internacional de unidades No SI: Otro sistema de unidades diferente al sistema internacional de unidades					



	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 77 de 111 Fecha:
---	---	---	--

Tabla A-2. Nombre para los órdenes de magnitud

Sistema internacional de unidades			Nombre en escala larga [1]
Factor	Nombre del prefijo	Símbolo	
10^{-12}	pico	p	Billonésimos
10^{-9}	nano	n	Milmillonésimos
10^{-6}	micro	μ	Millonésimos
10^{-3}	mili	m	Milésimas
10^{-2}	centi	c	Centésimas
10^{-1}	deci	d	decimas
10^0	-	-	Unidades
10^1	deca	da	Decenas
10^2	hecto	h	Centenas
10^3	kilo	k	Miles
10^6	mega	M	Millones [2]
10^9	giga	G	Miles de millones o millardos [2]
10^{12}	tera	T	Billones [2]

[1]: La escala larga es la usada regularmente en los países de habla hispana, por lo que se diferencia entre otros ordenes en los billones y trillones de la escala corta de uso en la lengua inglesa. Por ejemplo 1 billón (en castellano) equivale a 1 trillón (en inglés) por lo que puede generarse errores de traducción.

[2]: Para el sistema internacional de unidades (SI) la M en mayúsculas (mega) refiere a millones, sin embargo, heredado de actividades contables y financiera anglo-americano, existen tendencias de uso de la M para denotar múltiplos de miles, donde M se refiere a mil (10^3), MM a millones (10^6) y MMM a mil millones (10^9).



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 78 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

ANEXO B. Tablas de Datos Básicos

Tabla B-1. Tabla de datos básicos para condensado y gas natural no asociado (DB-1)

CAMPO: YACIMIENTO: CODIGO DEL YACIMIENTO: TIPO DE RESERVAS: FECHA DE SOMETIMIENTO: CARTA DE SOMETIMIENTO:	EMPRESA						
	JURISDICCION			TIPO DE CAMBIO			
	RESERVAS PROBADAS DE CONDENSADO Y GAS NATURAL ASOCIADO						
DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO	EXTENSION	REVISION		YAC. A OFICIALIZAR	UNIDADES
				Oficial	Cambio		
1. GRAVEDAD ESPECIFICA	γ_c						
2. GRAVEDAD °API							°API
3. POROSIDAD	ϕ						%
4. SATURACION INICIAL DEL GAS CONDENSADO	S_{gci}						%
5. FACTOR VOLUMETRICO INICIAL DEL GAS CONDENSADO	B_{gci}						PCY/PCN
6. AREA DEL YACIMIENTO	A_c						acres
7. VOLUMEN DE ROCA YACIMIENTO	V_c						acres-pies
8. RELACION GAS CONDENSADO ORIGINAL	R_{sci}						PCN/BN
9. RELACION GAS CONDENSADO AL ABANDONO	R_{sca}						PCN/BN
10. TEMPERATURA ORIGINAL	T						°F
11. PUNTO CRICONDENTERMICO	T_c						°F
12. PRESION ORIGINAL	p_i						lppc
13. PRESION DE ROCIO	p_r						lppc
14. PRESION DE ABANDONO	p_a						lppc
15. PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA	p_{bnm}						pbnm
16. GAS COND. POR UNIDAD DE VOLUMEN	$43.560 \cdot \phi \cdot S_{gi} \cdot (1/B_{gi})$						MPCN/acres-pies
17. RIQUEZA DEL GAS CONDENSADO	GPM						Gal/MPCN
18. VISCOSIDAD DEL GAS CONDENSADO ORIGINAL	μ_{ci}						cP
19. LIQUIDOS OBTENIBLES DEL GAS	HLG						BN/MMPCN
20. PERMEABILIDAD ABSOLUTA	k						mD
21. MECANISMOS DE PRODUCCION							
RESERVAS DE GAS							
22. GAS CONDENSADO ORIGINAL EN SITIO (GCOES)	$(7 \cdot 16)/1000$						MMPCN
23. FRACCION DEL GAS	f_g						
24. GAS SECO ORIGINAL EN SITIO (GSOES)	$(22 \cdot 23)$						MMPCN
25. FACTOR DE RECOBRO	FR_g						%
26. RESERVAS RECUPERABLES DE GAS	$(24 \cdot 25)/100$						MMPCN
27. GAS INYECTADO	G_i						MMPCN
28. PRODUCCION ACUMULADA DEL GAS	G_p						MMPCN
29. RESERVAS REMANENTES DE GAS	$26+27-28$						MMPCN
RESERVAS DE CONDENSADO							
30. CONDENSADO ORIGINAL EN SITIO (COES)	$(24/8) \cdot 1000$						MBN
31. FACTOR DE RECOBRO PRIMARIO	FR_p						%
32. RESERVAS RECUPERABLES PRIMARIAS	$(30 \cdot 31)/100$						MBN
33. FACTOR DE RECOBRO SECUNDARIO	FR_s						%
34. RESERVAS RECUPERABLES SECUNDARIAS	$(30 \cdot 33)/100$						MBN
35. RESERVAS RECUPERABLES TOTALES	$(32+34)$						MBN
36. PRODUCCION ACUMULADA DE CONDENSADO	N_p						MBN
37. RESERVAS REMANENTES DE CONDENSADO	$(35-36)$						MBN

Tabla B-2. Tabla de datos básicos para petróleo y gas asociado (DB-2)



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 79 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

DB-2		EMPRESA					
CAMPO: YACIMIENTO: CODIGO DEL YACIMIENTO: TIPO DE RESERVAS: FECHA DE SOMETIMIENTO: CARTA DE SOMETIMIENTO:		JURISDICCION		TIPO DE CAMBIO			
		RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO Y GAS ASOCIADO					
DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO	EXTENSION	REVISION		YAC. A OFICIALIZAR	UNIDADES
				Oficial	Cambio		
1. GRAVEDAD °API							°API
2. GRAVEDAD ESPECIFICA DEL PETROLEO		γ_o					
3. GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS		γ_g					
4. POROSIDAD		ϕ					%
5. SATURACION INICIAL DE PETROLEO		S_{oi}					%
6. SATURACION INICIAL DEL GAS		S_{gi}					%
7. FACTOR DE MERMA DEL PETROLEO		$1/B_{oi}$					BN/BY
8. FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO AL ABANDONO		B_{oa}					BY/BN
9. FACTOR VOLUMETRICO INICIAL DEL GAS		B_{gi}					PCY/PCN
10. AREA ZONA DE PETROLEO		A_o					acres
11. VOLUMEN ORIGINAL ZONA DE PETROLEO		V_o					acres-pies
12. AREA ZONA DE CAPA DE GAS		A_g					acres
13. VOLUMEN ZONA DE GAS		V_g					acres-pies
14. RELACION GAS DISUELTO PETROLEO INICIAL		R_{si}					PCN/BN
15. RELACION GAS DISUELTO PETROLEO AL ABANDONO		R_{sa}					PCN/BN
16. PRESION INICIAL		P_i					lppc
17. PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA							pbnm
18. PRESION DE BURBUJEO		P_b					lppc
19. PRESION DE ABANDONO		P_a					lppc
20. PETROLEO POR UNIDAD DE VOLUMEN		$758 \cdot \phi \cdot S_{oi} \cdot (1/B_{oi})$					BN/acres-pies
21. GAS POR UNIDAD DE VOLUMEN		$3.560 \cdot \phi \cdot S_{gi} \cdot (1/B_{gi})$					MPCN/acres-pies
22. VISCOSIDAD DEL PETROLEO (@CY)		μ_o					cP
23. VISCOSIDAD DEL GAS (@CN)		μ_g					cP
24. TEMPERATURA DEL YACIMIENTO		T_y					°F
25. PERMEABILIDAD ABSOLUTA		k					mD
26. MECANISMO DE PRODUCCION							
RESERVAS DE PETROLEO							
27. PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)		$(11 \cdot 20)/1000$					MBN
28. FACTOR DE RECOBRO PRIMARIO		FR_p					%
29. RESERVAS RECUPERABLES TOTALES POR UNIDAD DE VOLUMEN		$20 \cdot (28+31)/100$					BN/acres-pies
30. RESERVAS RECUPERABLES PRIMARIAS		$(27 \cdot 28)/100$					MBN
31. FACTOR DE RECOBRO SECUNDARIO		FR_s					%
32. RESERVAS RECUPERABLES SUPLEMENTARIAS		$(27 \cdot 31)/100$					MBN
33. RESERVAS RECUPERABLES TOTALES		$(30+32)$					MBN
34. PRODUCCION ACUMULADA		N_p					MBN
35. RESERVAS REMANENTES		$(33-34)$					MBN
RESERVAS DE GAS ASOCIADO							
36. GAS ORIGINAL EN SITIO EN SOLUCION (GOES)		$(14 \cdot 27)/1000$					MMPCN
37. FACTOR DE RECOBRO DEL GAS EN SOLUCION		FR_{gs}					%
38. RESERVAS RECUPERABLES DEL GAS EN SOLUCION		$(36 \cdot 37)/100$					MMPCN
39. GAS ORIGINAL EN SITIO CAPA DE GAS (GOES)		$(13 \cdot 21)/1.000$					MMPCN
40. FACTOR DE RECOBRO CAPA DE GAS		FR_g					%
41. RESERVAS RECUPERABLES CAPA DE GAS		$(39 \cdot 40)/100$					MMPCN
42. RESERVAS TOTALES DE GAS		$(38+41)$					MMPCN
43. GAS INYECTADO		G_i					MMPCN
44. PRODUCCION ACUMULADA DEL GAS		G_p					MMPCN
45. RESERVAS REMANENTES DE GAS		$(42+43-44)$					MMPCN



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 80 de 111
		Fecha:

Tabla B-3. Tabla de datos básicos para gas natural no asociado (DB-3)

DB-3 CAMPO: YACIMIENTO: CODIGO DEL YACIMIENTO: TIPO DE RESERVAS: FECHA DE SOMETIMIENTO: CARTA DE SOMETIMIENTO:	EMPRESA						
	JURISDICCION			TIPO DE CAMBIO			
	RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL NO ASOCIADO						
DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO	EXTENSION	REVISION		YAC. A OFICIALIZAR	UNIDADES
				Oficial	Cambio		
1. GRAVEDAD ESPECIFICA	γ_g						
2. POROSIDAD	ϕ						%
3. SATURACION DE GAS	S_{gi}						%
4. FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS	B_{gi}						PCY/PCN
5. AREA ZONA DE GAS	A_g						acres
6. VOLUMEN ZONA DE GAS	V_g						acres-pies
7. PRESION INICIAL	p_i						lppc
8. PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA							pbnm
9. PRESION DE ABANDONO	P_a						lppc
10. GAS POR UNIDAD DE VOLUMEN	$43.560*\phi *S_{gi}* (1/B_{gi})$						MPCN/acres-pies
11. VISCOSIDAD DEL GAS	μ_g						cP
12. TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	T_y						°F
13. PERMEABILIDAD ABSOLUTA	k						mD
14. PODER CALORIFICO							BTU/PC
15. LIQUIDOS OBTENIBLES DEL GAS NATURAL	H_{LG}						BN/MMPCN
16. MECANISMO DE PRODUCCION							
RESERVAS DE GAS							
17. GAS ORIGINAL EN SITIO	$(6*10)/1000$						MMPCN
18. FACTOR DE RECOBRO	FR_g						%
19. RESERVAS RECUPERABLES DE GAS	$(17*18)/100$						MMPCN
20. GAS INYECTADO	G_i						MMPCN
21. PRODUCCION ACUMULADA DEL GAS	G_p						MMPCN
22. RESERVAS REMANENTES DE GAS	$(19+20-21)$						MMPCN



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 82 de 111
		Fecha:

Tabla B-5. Tabla de datos básicos para gas húmedo (DB-5)

DB-5		EMPRESA						
CAMPO: YACIMIENTO: CODIGO DEL YACIMIENTO: TIPO DE RESERVAS: FECHA DE SOMETIMIENTO: CARTA DE SOMETIMIENTO:		JURISDICCION		TIPO DE CAMBIO				
		RESERVAS DE GAS HÚMEDO						
		DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO	EXTENSION	REVISION		YAC. A OFICIALIZAR
Oficial	Cambio							
1. GRAVEDAD ESPECIFICA		γ_c						°API
2. GRAVEDAD °API DEL CONDENSADO								%
3. POROSIDAD		ϕ						%
4. SATURACION DEL GAS HUMEDO		S_{gci}						PCY/PCN
5. FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS HUMEDO		B_{gci}						acres
6. AREA DEL YACIMIENTO		A						acres-pies
7. VOLUMEN DE ROCA YACIMIENTO		V						PCN/BN
8. RELACION GAS CONDENSADO ORIGINAL		R_{si}						PCN/BN
9. RELACION GAS CONDENSADO AL ABANDONO		R_{sa}						°F
10. TEMPERATURA ORIGINAL		T						°F
11. TEMPERATURA CRITICA		T_c						°F
12. TEMPERATURA CRICONDENTERMICA		T_{cD}						lppc
13. PRESION ORIGINAL		P_i						lppc
14. PRESION DE ABANDONO		P_a						pbnm
15. PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA		p_{bnm}						MPCN/acres-pies
16. GAS CONDENSADO POR UNIDAD DE VOLUMEN	$43.560 \cdot \phi \cdot S_{gi} \cdot (1/B_{gi})$							GAL/MPCN
17. RIQUEZA DEL GAS CONDENSADO		C_{PM}						cP
18. VISCOSIDAD DEL GAS CONDENSADO ORIGINAL		μ_{ci}						BN/MMPCN
19. LIQUIDOS OBTENIBLES DEL GAS		HLG						%
20. FRACCION MOLAR DE METANO		C1						%
21. FRACCION MOLAR DE HEPTANO Y MAS PESADOS		C_7^+						mD
22. PERMEABILIDAD ABSOLUTA		k						
23. MECANISMOS DE PRODUCCION								
RESERVAS DE GAS								
24. GAS HUMEDO ORIGINAL EN SITIO (GHOS)	$(7 \cdot 16) / 1000$							MMPCN
25. FRACCION DEL GAS	f_g							MMPCN
26. GAS SECO ORIGINAL EN SITIO (GSOES)	$(22 \cdot 25)$							%
27. FACTOR DE RECOBRO	FR_g							MMPCN
28. RESERVAS RECUPERABLES DE GAS	$(26 \cdot 27) / 100$							MMPCN
29. GAS INYECTADO	G							MMPCN
30. PRODUCCION ACUMULADA DE GAS	Q_p							MMPCN
31. RESERVAS REMANENTES DE GAS	$(28 + 29 \cdot 30)$							MMPCN
RESERVAS DE CONDENSADO								
32. CONDENSADO ORIGINAL EN SITIO (COES)	$(26 \cdot 8) \cdot 1000$							MBN
33. FACTOR DE RECOBRO PRIMARIO	FR_p							%
34. VOLUMEN RECUPERABLE PRIMARIO	$(32 \cdot 33) / 100$							MBN
35. FACTOR DE RECOBRO SUPLEMENTARIO	FR_s							%
36. VOLUMEN RECUPERABLE SUPLEMENTARIO	$(32 \cdot 35) / 100$							MBN
37. VOLUMEN TOTAL DE CONDENSADO RECUPERABLE	$(34 + 36)$							MBN
38. PRODUCCION ACUMULADA DE CONDENSADO	N_p							MBN
39. RESERVAS DE CONDENSADO	$(37 \cdot 38)$							MBN



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 83 de 111 Fecha:
---	---	---

Tabla B-6. Hoja de comentarios de reservas probadas

NOMBRE DE LA EMPRESA COMENTARIOS SOBRE RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO Y/O GAS	
YACIMIENTO:	PAGINA DE
COMENTARIOS:	



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 84 de 111 Fecha:

ANEXO C. Simbología Oficial para Mapas

Tabla C-1. Simbología general para mapas bases o estructurales

Localización del pozo		Pozo en perforación		Pozo en evaluación		Pozo petrolífero		Pozo petrolífero extrapesado	
Pozo de condensado		Pozo de gas		Pozo de agua F = fresca S = salada		Abandonado Seco		Abandonado por fallas mecánicas Sin evaluar	
Injector Horizonte Infrayacente A = agua		Injector Horizonte Suprayacente G = gas		Abandonado con indicios de petróleo		Abandonado con indicios de gas		Abandonado con indicios de gas Y petróleo	
Pozo petrolífero Abandonado Por agotamiento		Pozo petrolífero abandonado por defecto mecánico		Suspendido		Pozo abandonado en ese horizonte seco			
Pozo desviado con perfil S = superficie F = fondo		Pozo desviado con totcos		Pozo horizontal con perfil SH = s Horizontal FH = f Horizontal		Pozo horizontal con totcos SH = s Horizontal FH = f Horizontal			



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 85 de 111
		Fecha:

Tabla C-2. Símbolos básicos para mapas isópaco e isópaco-estructurales

Estado del pozo	Agua (Azul claro)	Petróleo extrapesado (Marrón)	Petróleo pesado (Verde oscuro)	Petróleo liviano - mediano (Verde claro)	Condensado (Naranja)	Gas (Rojo)
Interpretado						
Interpretado no comercial						
Probado (dst)						
Probado (fft)						
Probado no comercial						
Productor						
Suspendido						
Abandonado en ese horizonte						
Pozo abandonado						

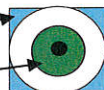


Tabla C-3. Símbolos para pozos inyectoros

SÍMBOLOS PARA POZOS INYECTORES

Color externo indica el fluido inyectado.

Color interno indica el fluido producido.



INYECTORES	ACTIVO	SUSPENDIDO	ABANDONADO EN ESE HORIZONTE	ABANDONADO EN OTRO HORIZONTE
DE AGUA (CUADRO AZUL)				
DE AGUA Y PRODUCTOR DE PETRÓLEO (CUADRO AZUL Y CÍRCULO VERDE)				
DE GAS (CUADRO ROJO)				
DE AGUA Y PRODUCTOR DE GAS (CUADRO AZUL Y CÍRCULO ROJO)				
DE GAS Y PRODUCTOR DE PETRÓLEO (CUADRO ROJO Y CÍRCULO VERDE)				
DE VAPOR (CUADRO AMARILLO)				
DE VAPOR Y PRODUCTOR DE PETRÓLEO (CUADRO AMARILLO Y CÍRCULO VERDE)				
DE CONDENSADO (CUADRO NARANJA)				
DE AGUA Y PRODUCTOR DE CONDENSADO (CUADRO NARANJA)				
DE AGUA Y PRODUCTOR DE PETRÓLEO EXTRAPESADO (CUADRO AZUL Y CÍRCULO MARRÓN)				
DE VAPOR Y PRODUCTOR DE PETRÓLEO EXTRAPESADO (CUADRO AMARILLO Y CÍRCULO MARRÓN)				

NOTA: EL SÍMBOLO DEBE USARSE SÓLO EN EL HORIZONTE EN EL QUE SE INYECTA.
EN LOS CASOS DONDE SE PRODUCE PETRÓLEO DEBERÁ USARSE EL COLOR CORRESPONDIENTE A LA GRAVEDAD DEL CRUDO.

Tabla C-4. Símbolos de fluidos combinados

Petróleo y agua interpretados		Petróleo y gas interpretado		Gas y agua interpretados		Gas, petróleo y agua interpretados	
Petróleo extrapesado y agua interpretados		Petróleo extrapesado y gas interpretados		Petróleo extrapesado, gas y agua interpretados		Gas petróleo y agua probados	
Petróleo extrapesado y agua probados		Petróleo y gas Probados		Gas y agua probados		Productor de gas y agua	
Petróleo y agua probados		Petróleo extrapesado y gas probados		Petróleo extrapesado, gas y agua probados		Productor de petróleo extrapesado, gas y agua	
Productor de petróleo y agua		Productor de petróleo y gas		Productor de condensado y agua		Productor de gas Y agua abandonado en ese horizonte	
Productor de petróleo con gas y agua		Productor de petróleo extrapesado y agua		Productor de petróleo extrapesado y gas		Productor de petróleo extrapesado, gas y agua abandonado en ese horizonte	
Productor de petróleo y agua abandonado en ese horizonte		Productor de petróleo y gas abandonado en ese horizonte		Productor de condensado Y agua abandonado en ese horizonte		Productor de gas y agua abandonado	
Productor de petróleo, gas y agua abandonado en ese horizonte		Productor de petróleo extrapesado, gas y agua abandonado		Productor de petróleo extrapesado y agua abandonado en ese horizonte		Productor de petróleo extrapesado y gas abandonado en ese horizonte	
Productor de petróleo y agua abandonado		Productor de petróleo extrapesado y agua abandonado		Productor de condensado y agua abandonado		Productor de petróleo extrapesado y gas abandonado	
Productor de petróleo gas y agua abandonado		Productor de petróleo y gas abandonado					





Tabla C-5. Símbolos para pozos horizontales y reentrada

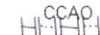
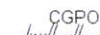
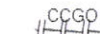
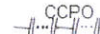
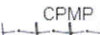
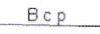
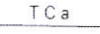
	Horizontal	Re-entrada	Horizontal	Re-entrada
Pozo interpretado (Petróleo)			Símbolos para mapas bases o estructurales solamente	
Pozo interpretado con piloto (Petróleo)			Localización o pozo en perforación	
Pozo probado (Petróleo)			Localización o pozo con área de drenaje	
Pozo probado con piloto (Petróleo)			Pozo perforado con piloto perfilado	
Pozo productor (Petróleo)			Notas	
Pozo productor con piloto (Petróleo)			Sección inclinada o piloto	
Pozo productor con radiales			Sección horizontal	
Pozo inyector (De agua, gas, vapor)			Sección horizontal proyectada	
Pozo inyector con piloto (De agua, gas, vapor)			Área de drenaje	
Pozo productor con radiales			FR: fondo de pozo reentrada	
			FH: fondo de pozo horizontal	
			SH: superficie de pozo horizontal	
			P1, P2: puntos de entrada, pozos pilotos	
			R1, R2: radiales	
			N-pozo: nombre del pozo	

Nota: para la interpretación de los pozos se utilizará la misma simbología incluida en la leyenda (símbolos básicos, símbolos combinados y símbolos para pozos inyectores)



	Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 89 de 111 Fecha:
---	---	---	--

Tabla C-6. Símbolos para representar yacimientos y prospectos

Falla normal 		Nombre del prospecto	Prospecto + Nombre de La arena + Pozo descubridor + (Serie) Prospecto car 2 sm-1 (serie 100)
Falla inversa 			
Falla de corrimiento 		Nombre del yacimiento	Yacimiento + Nombre de La arena + Pozo descubridor Yacimiento car 2 sm-1
Falla transcurrente 			
Nota cuando la falla es inferida o se tiene dudas de su extensión se colocara el signo (?) en la interpretación			
Límite de erosión 		Contacto agua-petróleo original en el tope de la arena	CAPO 
Límite de sedimentación 		Contacto agua-petróleo original en la base de la arena	
Límite de truncamiento 		Contacto agua-petróleo en el tope de la arena (actual)	CAPA 
Límite de campos 		Contacto agua-petróleo en la base de la arena (actual)	
Barrera de permeabilidad 		Contacto condensado-agua original en el tope de la arena	CCAO 
Límite de coalescencia 		Contacto gas-petróleo (original)	CGPO 
Límite de roca 		Contacto gas-petróleo (actual)	CGPA 
Límite de parcelas 		Contacto condensado-gas original	CCGO 
Límite de bloque(s) 		Contacto condensado-petróleo original	CCPO 
Línea de curva estructural 		Contacto gas-agua original	CGAO 
Línea de curva isópaca 		Contacto petróleo mediano-pesado	CPMP 
Línea de arena neta petrolífera 		Contacto petróleo extrapesado-bitumen	
Límite de área probada 		Base de la columna de petróleo	B c p 
Límite de área probable 		Tope de la columna de agua	T C a 
Límite de área posible 		Número de la parcela	120 



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 90 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

Tabla C-7. Símbolos para representar los datos de pozos

Simbolo del pozo		Arena fallada en el tope	Fda + 25'
TVDS	- 8070'	Arena fallada en la base	10' + FDA
ANP	5'	Arena penetrada parcialmente	25' + NP
AN	3'	Arena completamente fallada	Fda
Completado/probado	11'	Arena no penetrada	NP
Nombre del pozo	Xyz-12	No registro en el intervalo	NI
		No depositado	ND
	- 8070'	No correlacionado	NC
	5'	Sin registro para evaluación	SRE
	11'		
Arena con dos lentes de 18' y 15' completada en una de ellas			
	- 8070'		
	18' + 15'		
	10' + 5'		
	11'		
Interpretado impermeable			
	IMP		
	-9500'		
	5'		
	3'		
Pozo no productor		Erosionado	ER
	NO PROD		
	- 8070'		
	11'		
	11'		
Arena probada en el lente superior			
	- 7185'		
	18' + 15'		
	18' + 10'		
	11'		
Arena completada en el lente superior			
	-7185'		
	18' + 15'		
	18' + 0'		
	11'		
Arena con tres lentes: la superior e inferior			
Se interpretan hidrocarburos y el lente medio	- 7185'		
Como agua	15' + 10' + 20'		
	15' + 0' + 20'		
	11'		
Arena produce conjuntamente con X	C/X		
			
Arena unida con X	U/X		
			
Prueba seca	SECA		
	-10004'		
	3'		
Prueba inconclusa	INC		
	-10000'		
	9'		
	9'		
	11'		



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 91 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

Tabla C-8. Clasificación LAHEE de Localización de Pozos

F.H. LAHEE

Objetivo Original	Área donde se perfora	Clasificación antes de la perforación	Clasificación después de la perforación		Simbología
		A	Resultados positivos	Resultados negativos	
			B	C	
Desarrollar y extender yacimientos	Dentro del área probada	⁰ De desarrollo	⁰ De desarrollo, productor	⁰ De desarrollo, seco	○
	Fuera del área probada	¹ De avanzada	¹ De extensión	¹ De avanzada, seco	□
Descubrir nuevos yacimientos en estructuras o formaciones ya productivas	Dentro del área probada	^{2a} Exploratorio de yacimientos superiores	^{2a} Descubridor de yacimientos superiores	^{2a} Exploratorio de yacimientos superiores, seco	△
		^{2b} Exploratorio en profundidad	^{2b} Descubridor de yacimientos más profundos	^{2b} Exploratorio en profundidad, seco	▽
	Fuera del área probada	^{2c} Exploratorio de nuevos Yacimientos	^{2c} Descubridor de nuevos Yacimientos	^{2c} Exploratorio de nuevos yacimientos, seco	◇
Descubrir nuevos campos	Áreas nuevas	³ Exploratorio de nuevo campo	³ Descubridor de nuevo campo	³ Exploratorio de nuevo campo, seco	⬡

NOTA: La clasificación después de la perforación bien puede no corresponder horizontalmente a la clasificación hecha antes de perforar el pozo por haber resultado seco el objetivo original y haberse terminado en otros yacimientos.



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 92 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

ANEXO D. Tablas de Informe Anual

La letra anexa al número en cada cuadro representa el tipo o categoría de reserva:

Categoría A: Reservas de petróleo y condensado.

Categoría B: Líquidos del gas natural en planta.

Categoría C: Gas natural asociado con el petróleo.

Categoría D: Gas natural no asociado.

Categoría E: Resumen de las reservas de gas.

**Tabla D-1. Datos básicos y reservas probadas de condensado por yacimiento
IIIA-1A**

Nombre de la Empresa															Página:					
IIIA-1A Datos básicos y reservas probadas de condensado por yacimiento															Fecha:					
(Miles de barriles normales)																				
Región:																				
Jurisdicción:																				
Distrito:																				
Unidad de Explotación:																				
Campo/ Yacimiento	Tipo de hidrocarburo	Datos del Yacimiento								Gas condensado original en sitio (MMP CN)	Relación gas condensado original (PCNBN)	Condensado original en sitio	Factor de recobro (%)			Reservas recuperables			Producción Acumulada	Observaciones
		Espeor (pies)	Áreas (Acres)	Volumen (Acres- Pies)	Porosidad (%)	Saturación gas condensado (%)	Gravedad específica	Gravedad API del condensado	Factor expansión gas condensado (PCNICT)				Fracción del gas	Primario	Suplementario	Total	Primarias	Suplementarias		

**Tabla D-1. Datos básicos y reservas probadas de condensado por yacimiento-Continuación
IIIA-1A**

Nombre de la Empresa															Página:							
IIIA-1A Datos básicos y reservas probadas de condensado por yacimiento															Fecha:		(Continuación)					
(Miles de barriles normales)																						
Región:																						
Jurisdicción:																						
Distrito:																						
Unidad de Explotación:																						
Campo/ Yacimiento	Tipo de hidrocarburo	Reservas Remanentes			Producción anual	Tasa de agotamiento (%)		Declinación anual (%)	Límite económico (BNPDPozo)	Presión del yacimiento (lpcx100)					Profundidad del plano de referencia (pies)	Temperatura (°F)	Permeabilidad (mD)	Fecha último cambio (M/A)	Mecanismos de producción	Métodos de recuperación	Método de cálculo	Segregación
		Desarrolladas	No Desarrolladas	Total		Anual	Total			Original	Rocio	Abandono	Actual	Fecha (M/A)								



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 93 de 111
		Fecha:

**Tabla D-2. Datos básicos y reservas probadas de petróleo por yacimiento
IIIA-1B**

Nombre de la Empresa															Página: Fecha:	
IIIA-1B Datos básicos y reservas probadas de petróleo por yacimiento (Miles de barriles normales)																
Región: Jurisdicción: Distrito: Unidad de Explotación:																
Campo/ Yacimiento	Tipo de hidrocarburo	Gravedad API	Datos del Yacimiento					Petróleo original Por unidad de volumen (Barriles/Acres-Pies) Total	Factor de recobro (%)		Reservas recuperables				Producción Acomulada	Observaciones
			Espesor (pies)	Áreas (Acres)	Volumen (Acres-Pies)	Porosidad (%)	Saturación de petróleo (%)		Factor de memoria (BNBY)	Primario	Suplementario	Total	Por unidad de volumen (Barriles/Acres-Pies)	Primarias		

**Tabla D-2. Datos básicos y reservas probadas de petróleo por yacimiento -Continuación
IIIA-1B**

Nombre de la Empresa															Página: Fecha:		(Continuación)				
IIIA-1B Datos básicos y reservas probadas de petróleo por yacimiento (Miles de barriles normales)																					
Región: Jurisdicción: Distrito: Unidad de Explotación:																					
Campo/ Yacimiento	Reservas Remanentes			Producción anual	Tasa de agotamiento (%)		Declinación anual (%)	Límite económico (BNPD/Pozo)	Presión del yacimiento (lpcx100)					Profundidad del plano de referencia (pies)	Temperatura (°F)	Permeabilidad (mD)	Fecha último cambio (M/A)	Mecanismos de producción	Métodos de recuperación	Método de cálculo	Segregación
	Desarrolladas	No Desarrolladas	Total		Anual	Total			Original	Burbujeo	Abandono	Actual	Fecha (M/A)								



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 94 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

**Tabla D-3. Descubrimientos, extensiones y revisiones - reservas probadas de petróleo y condensado
IIIA-1C**

Nombre de la Empresa											Página:		
											Fecha:		
IIIA-1C Descubrimientos, extensiones y revisiones - reservas probadas de petróleo y condensado (Miles de barriles normales)													
Región:													
Jurisdicción:													
Distrito:													
Unidad de Explotación:													
Campo/ Yacimiento	Tipo de hidrocarburo	Nombre del pozo	Clasificación del pozo		Tipo de programa	Descubrimientos	Extensiones	Revisiones			Total cambio	Metodo de cálculo	Observaciones
			Inicial	Final				Primarias	Suplementarias	Total			

**Tabla D-4. Datos básicos y reservas probables de condensado
IIIA-2A**

Nombre de la Empresa																	Página:							
IIIA-2A Datos básicos y reservas probables de condensado																	Fecha:							
(Miles de barriles normales)																								
Región:																								
Jurisdicción:																								
Distrito:																								
Unidad de Explotación:																								
Campo/ Prospecto	Serie	Tipo de hidrocarburo	Datos del Prospecto									Gas condensado original en sitio (MMPCN)	Condensado original en sitio (PCN/BN)	Factor de recobro (%)	Reservas recuperables	Presión original (lpcx100)	Profundidad del plano de referencia (pies)	Temperatura (°F)	Mecanismos de producción	Número de localizaciones	Espaciamiento (M)	Recuperación por pozo	Observaciones	
			Espesor (pies)	Áreas (Acres)	Volumen (Acres.-Pies)	Porosidad (%)	Saturación gas condensado (%)	Gravedad API del condensado	Factor expansión gas condensado (PCN/PC)	Relación gas condensado (PCN/BN)	Fracción del gas													



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 95 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

**Tabla D-5. Datos básicos y reservas probables de petróleo
IIIA-2B**

Nombre de la Empresa															Página:							
IIIA-2B Datos básicos y reservas probables de petróleo (Miles de barriles normales)															Fecha:							
Región:																						
Jurisdicción:																						
Distrito:																						
Unidad de Explotación:																						
Campo/ Prospecto	Serie	Tipo de hidrocarburo	Gravedad API	Datos del Prospecto					Petróleo Original en sitio		Factor de recobro (%)	Reservas recuperables		Presión original (lpcx100)	Profundidad del plano de referencia (pies)	Temperatura (°F)	Número de localizaciones	Espaciamiento (M)	Método de cálculo	Recuperación por pozo	Observaciones	
				Espesor (pies)	Áreas (Acres)	Volumen (Acres-Pies)	Porosidad (%)	Saturación de petróleo (%)	Factor de Merma (BNBY)	Por unidad de volumen (Barriles/Acres- Pies)		Total	Por unidad de volumen (Barriles/Acres- Pies)									Total

**Tabla D-6. Reservas probables de yacimientos cuyos programas de recuperación adicional no han sido
presentados ni aprobados por el MPPH (Serie 400)
IIIA-2C**

Nombre de la Empresa															Página:				
IIIA-2C Reservas probables de yacimientos cuyos programas de recuperación adicional no han sido presentados ni aprobados por el MPPH (Serie 400) (Miles de barriles normales)															Fecha:				
Región:																			
Jurisdicción:																			
Distrito:																			
Unidad de Explotación:																			
Campo/ Prospecto	Tipo de hidrocarburo	Gravedad API	Datos del yacimiento					Petróleo Original		Factor de recobro (%)		Reservas recuperables			Producción acumulada	Mecanismo de producción	Método de recuperación	Inyección de fluidos proyectada	Observaciones
			Espesor (pies)	Áreas (Acres)	Volumen (Acres- Pies)	Porosidad (%)	Saturación de petróleo (%)	Factor de Merma (BN/BY)	Por unidad de volumen (Barriles/Acres- Pies)	Total	Primario	Suplementario	Total	Primarias					



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 96 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

Tabla D-7. Datos básicos y reservas probables de petróleo y condensado por reinterpretación de parámetros (Serie 500)

IIIA-2C1

Nombre de la Empresa															Página:
															Fecha:
IIIA-2C1 Datos básicos y reservas probables de petróleo y condensado por reinterpretación de parámetros (Serie 500)															
(Miles de barriles normales)															
Región:															
Jurisdicción:															
Distrito:															
Unidad de Explotación:															
Campo/ Yacimiento/ Prospecto	Tipo de hidrocarburo	Gravedad API	Datos básicos del yacimiento					Datos básicos reinterpretados					Cambios en los datos básicos		
			Volumen (Acres- Pies)	Porosidad (%)	Saturación (%)	Factor de Merma (BN/BY)	Original en sitio	Factor de recuperación (%)	Reservas recuperables	Volumen (Acres- Pies)	Porosidad (%)	Saturación (%)	Factor de Merma (BN/BY)	Original en sitio	Factor de recuperación (%)

Tabla D-8. Descubrimientos, extensiones y revisiones - reservas probables de petróleo y condensado

IIIA-2D

Nombre de la Empresa											Página:			
											Fecha:			
IIIA-2D Descubrimientos, extensiones y revisiones - Reservas probables de petróleo y condensado														
(Miles de barriles normales)														
Región:														
Jurisdicción:														
Distrito:														
Unidad de Explotación:														
Campo/ Prospecto	Serie	Tipo de hidrocarburo	Nombre del pozo	Clasificación del pozo		Tipo de programa	Descubrimientos	Extensiones	Revisiones			Total cambio	Método de cálculo	Observaciones
				Inicial	Final				Primarias	Suplementarias	Total			



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS VENEZUELA	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 98 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

Tabla D-11. Reservas posibles de yacimientos cuyos programas de recuperación adicional no han sido presentados ni aprobados por el MPPH (Serie 1000)

IIIA-3C

Nombre de la Empresa															Página:					
IIIA-3C Reservas posibles de yacimientos cuyos programas de recuperación adicional no han sido presentados ni aprobados por el MPPH (Serie 1000)															Fecha:					
(Miles de barriles)																				
Región:																				
Jurisdicción:																				
Distrito:																				
Unidad de Explotación:																				
Campo/ Prospecto	Tipo de hidrocarburo	Gravedad API	Datos del yacimiento					Petróleo Original		Factor de recobro (%)			Reservas recuperables			Producción acumulada	Mecanismo de producción	Método de recuperación	Inyección de fluidos proyectada	Observaciones
			Espesor (pies)	Áreas (Acres)	Volumen (Acres- Pies)	Porosidad (%)	Saturación de petróleo (%)	Factor de Merma (BNBY)	Por unidad de volumen (Barriles/Acres- Pies)	Total	Primario	Suplementario	Total	Primarias	Suplementarias estimadas					

Tabla D-12. Datos básicos y reservas posibles de petróleo y condensado por reinterpretación de parámetros (Serie 1100)

IIIA-3C1

Nombre de la Empresa														Página:			
IIIA-3C1 Datos básicos y reservas posibles de petróleo y condensado por reinterpretación de parámetros (Serie 1100)														Fecha:			
(Miles de barriles normales)																	
Región:																	
Jurisdicción:																	
Distrito:																	
Unidad de Explotación:																	
Campo/ Yacimiento/ Prospecto	Tipo de hidrocarburo	Gravedad API	Datos básicos del yacimiento					Datos básicos posibles					Cambios en los datos básicos				
			Volumen (Acres- Pies)	Porosidad (%)	Saturación (%)	Factor de Merma (BN/BY)	Original en sitio	Factor de recuperación (%)	Reservas recuperables	Volumen (Acres- Pies)	Porosidad (%)	Saturación (%)	Factor de Merma (BN/BY)	Original en sitio	Factor de recuperación (%)	Reservas recuperables	



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 99 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

Tabla D-13. Descubrimientos, extensiones y revisiones - Reservas posibles de petróleo y condensado

IIIA-3D

Nombre de la Empresa											Página:			
IIIA-3D Descubrimientos, extensiones y revisiones - Reservas posibles de petróleo y condensado (Miles de barriles normales)											Fecha:			
Región:														
Jurisdicción:														
Distrito:														
Unidad de Explotación:														
Campo/ Prospecto	Serie	Tipo de hidrocarburo	Nombre del pozo	Clasificación del pozo		Tipo de programa	Descubrimientos	Extensiones	Revisiones			Total cambio	Método de cálculo	Observaciones
				Inicial	Final				Primarias	Suplementarias	Total			

Tabla D-14. Resumen de reservas probadas de petróleo y condensado

IIIA-4

Nombre de la Empresa											Página:		
IIIA-4 Resumen de reservas probadas de petróleo y condensado (Miles de barriles normales)											Fecha:		
Región:													
Jurisdicción:													
Distrito:													
Unidad de Explotación:													
Campo/ Yacimiento	Volumen (Acres- Pies)	Original en sitio	Factor de recobro (%)			Reservas recuperables			Producción		Reservas remanentes		
			Primario	Suplementario	Total	Primarias	Suplementarias	Total	Anual	Acumulada	Desarrolladas	No desarrolladas	Total



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 100 de 111
		Fecha:

Tabla D-15. Resumen de reservas probadas de petróleo y condensado sometidas a recuperación suplementaria

IIIA-5

Nombre de la Empresa											Página:			
											Fecha:			
IIIA-5 Resumen de reservas probadas de petróleo y condensado sometidas a recuperación suplementaria (Miles de barriles normales)														
Región:														
Jurisdicción:														
Distrito:														
Unidad de Explotación:														
Campo/ Yacimiento	Tipo de hidrocarburo	Gravedad API	Fecha de inicio del proyecto (M/A)	Tipo de fluido inyectado	POES COES		Factor de recobro (%)			Reservas recuperables			Producción acumulada	Reservas remanentes
					Total	Proyecto	Primario	Suplementario	Total	Primarias	Suplementarias	Total		

Tabla D-16. Resumen de reservas probadas, probables y posibles de petróleo y condensado

IIIA-6

Nombre de la Empresa													Página: Fecha:		
IIIA-6 Resumen de reservas probadas, probables y posibles de petróleo y condensado (Miles de barriles normales)															
Región:															
Jurisdicción:															
Distrito:															
Unidad de Explotación:															
Campo/ Tipo de hidrocarburo/ Total	Probadas				Probables				Posibles				Total reservas		
	Número de yacimientos	Primarias	Suplementarias	Total	Número de prospectos	Primarias	Suplementarias	Total	Número de prospectos	Primarias	Suplementarias	Total	Primarias	Suplementarias	Total



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 101 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

Tabla D-17. Reservas probadas de hidrocarburos líquidos del gas natural (LGN)

IIIB

Nombre de la Empresa											Página:	
											Fecha:	
IIIB Reservas probadas de los hidrocarburos líquidos del gas natural (LGN)												
(Miles de barriles normales)												
Región:												
Jurisdicción:												
Distrito:												
Unidad de Explotación:												
Datos de la planta				Reservas probadas de gas para planta (MMPC)	Riqueza del gas (Gal/MMPC)	Factor de extracción (BLS/MMPC)	Reservas probadas desarrolladas LGN	Reservas probadas no desarrolladas	Producción anual	Producción acumulada	reservas remanentes LGN	Observaciones
Nombre	Localización	Capacidad (B/D)	Días operados (anual)									

Tabla D-18. Reservas probables y posibles de hidrocarburos líquidos del gas natural (LGN)

IIIB-1

Nombre de la Empresa									Página:
IIIB-1 Reservas probables y posibles de los hidrocarburos líquidos del gas natural (LGN)									Fecha:
(Miles de barriles normales)									
Región:									
Jurisdicción:									
Distrito:									
Unidad de Explotación:									
Campo	Reservas probables de LGN				Reservas posibles de LGN				Observaciones
	Reservas probables de gas para planta (MMPC)	Líquidos del gas (BLS/MMPC)	Factor de extracción	Reservas probables de LGN	Reservas posibles de gas para planta	Líquidos del gas (BLS/MMPC)	Factor de extracción	Reservas posibles de LGN	



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 102 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

Tabla D-19. Datos de reservas probadas de gas seco asociado con el condensado

IIIC-1A

Nombre de la Empresa																			Página:				
IIIC-1A Datos básicos y reservas probadas de gas seco asociado con el condensado (Millones de pies cúbicos normales)																			Fecha:				
Región:																							
Jurisdicción:																							
Distrito:																							
Unidad de Explotación:																							
Campo/ Yacimiento	Tipo de hidrocarburo	Gas condensado original en sitio	Fracción del gas	Gas seco original en sitio	Factor de recobro (%)	Reservas recuperables de gas	Gas acumulado hasta la fecha		Reservas remanentes			Producción anual	Inyección anual	Remanentes/ recuperables	Poder calorífico (BTU/PC)	Líquidos obtenibles (BLS/MMPCS)	Relación gas condensado acumulado (MPC S/BLS)	Presión de yacimiento (lpcx100)					Profundidad del plano de referencia (pies)
							Producido	Injectado	Desarrolladas	No desarrolladas	Total							Original	Rocio	Abandono	Actual	Fecha (M/A)	

Tabla D-20. Datos de reservas probadas de gas natural asociado con el petróleo

IIIC-1B

Nombre de la Empresa														Página:		
IIIC-1B Datos básicos y reservas probadas de gas natural asociado con el petróleo (Millones de pies cúbicos normales)														Fecha:		
Región:																
Jurisdicción:																
Distrito:																
Unidad de Explotación:																
Campo/ Yacimiento	Tipo de hidrocarburo	Gas en solución					Capa de gas								Reservas recuperables gas asociado	
		Petróleo original en sitio (MBLS)	Relación gas/petróleo solución original (PC/NB)	Gas original en sitio	Factor de recobro (%)	Reservas recuperables gas solución	Espesor de arena neta (pies)	Área (acres)	Volumen (acres-pies)	Porosidad (%)	Saturación del gas (%)	Factor volumétrico de gas (PCNPCY)	Gas original en sitio			Factor de recobro (%)
													MPC/Acre-pie			
														Total		



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 103 de 111
		Fecha:

Tabla D-20. Datos de reservas probadas de gas natural asociado con el petróleo-Continuación

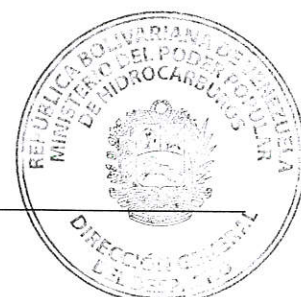
IIIC-1B

Nombre de la Empresa								Página:		Fecha:		(Continuación)	
IIIC-1B Datos básicos y reservas probadas de gas natural asociado con el petróleo (Millones de pies cúbicos normales)													
Región: Jurisdicción: Distrito: Unidad de Explotación:													
Campo/ Yacimiento	Gas acumulado		Reservas remanentes			Volumen gas anual		Gravedad específica	Poder calorífico (BTU/PC)	Líquidos obtenibles (BL SMM/PCS)	Temperatura (°F)	Observaciones	
	Producido	Injectado	Desarrolladas	No desarrolladas	Total	Producido	Injectado						

Tabla D-21. Descubrimientos, extensiones y revisiones de las reservas probadas de gas asociado con el petróleo y el condensado

IIIC-1C

Nombre de la Empresa												Página:		Fecha:				
IIIC-1C Descubrimientos, extensiones y revisiones de las reservas probadas de gas asociado con el petróleo y el condensado (Millones de pies cúbicos normales)																		
Región: Jurisdicción: Distrito: Unidad de Explotación:																		
Campo/ Yacimiento	Tipo de hidrocarburo	Nombre del pozo	Clasificación del pozo		Tipo de programa	Gas en solución					Capa de gas					Total cambio	Método de cálculo	Observaciones
			Inicial	Final		Descubrimientos	Extensiones	Revisiones			Descubrimientos	Extensiones	Revisiones					
								Primarias	Suplementarias	Total			Primarias	Suplementarias	Total			



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 104 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

Tabla D-22. Datos básicos de reservas probables de gas seco asociado con el condensado

IIIC-2A

Nombre de la Empresa											Página:
IIIC-2A Datos básicos y reservas probables de gas seco asociado con el condensado (Millones de pies cúbicos normales)											Fecha:
Región:											
Jurisdicción:											
Distrito:											
Unidad de Explotación:											
Campo/ Prospecto	Serie	Tipo de hidrocarburo	Gas condensado original en sitio (MMPCN)	Fracción del gas	Gas seco original en sitio	Factor de recobro (%)	Reservas recuperables	Gravedad específica del gas	Poder calorífico (BTU/PC)	Líquidos obtenibles (BLS/MMPCN)	Observaciones

Tabla D-23. Datos básicos de reservas probables de gas natural asociado con el petróleo

IIIC-2B

Nombre de la Empresa															Página:		
IIIC-2B Datos básicos y reservas probables de gas natural asociado con el petróleo (Millones de pies cúbicos normales)															Fecha:		
Región:																	
Jurisdicción:																	
Distrito:																	
Unidad de Explotación:																	
Campo/ Prospecto	Serie	Tipo de hidrocarburo	Gas en solución						Capa de gas						Reservas recuperables gas asociado	Observaciones	
			Petróleo original en sitio (MBLS)	Relación gas/ petróleo original (PCN/BN)	Gas original en sitio	Factor de recobro (%)	Reservas recuperables gas en solución	Esesor de arena neta (pies)	Áreas (Acres)	Volumen (Acres.-Pies)	Porosidad (%)	saturación del gas (%)	Factor volumétrico del gas (PCN/PCY)	Gas original (MPCN/ Acres.-Pies)			Total



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 105 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

Tabla D-24. Descubrimientos, extensiones y revisiones de las reservas probables de gas asociado con el petróleo y el condensado

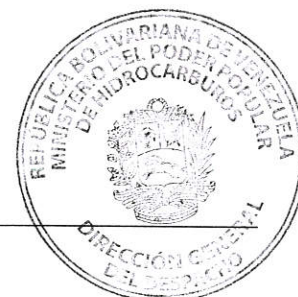
IIIC-2C

Nombre de la Empresa															Pagina:				
IIIC-2C Descubrimientos, extensiones y revisiones de las reservas probables de gas asociado con el petróleo y el condensado															Fecha:				
(Millones de pies cúbicos normales)																			
Región:																			
Jurisdicción:																			
Distrito:																			
Unidad de Explotación:																			
Campo/ Prospecto	Serie	Tipo de hidrocarburo	Nombre del pozo	Clasificación del pozo		Tipo de programa	Gas en solución					Capa de gas					Total cambio	Método de cálculo	Observaciones
				Inicial	Final		Descubrimientos	Extensiones	Revisiones			Descubrimientos	Extensiones	Revisiones					
									Primarias	Suplementarias	Total			Primarias	Suplementarias	Total			

Tabla D-25. Datos básicos y reservas posibles de gas seco asociado con el condensado

IIIC-3A

Nombre de la Empresa											Página:
IIIC-3A Datos básicos y reservas posibles de gas seco asociado con el condensado											Fecha:
Región:											
Jurisdicción:											
Distrito:											
Unidad de Explotación:											
Campo/ Prospecto	Serie	Tipo de hidrocarburo	Gas condensado original en sitio (MMPCN)	Fracción del gas	Gas seco original en sitio	Factor de recobro (%)	Reservas recuperables	Gravedad específica del gas	Poder calorífico (BTU/PC)	Líquidos obtenibles (BL/MMPCs)	Observaciones



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 106 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

Tabla D-26. Datos básicos y reservas posibles de gas asociado con el petróleo

IIIC-3B

Nombre de la Empresa														Página:			
IIIC-3B Datos básicos y reservas posibles de gas natural asociado con el petróleo														Fecha:			
(Millones de pies cúbicos normales)																	
Región:																	
Jurisdicción:																	
Distrito:																	
Unidad de Explotación:																	
Campo/ Prospecto	Serie	Tipo de hidrocarburo	Gas en solución					Capa de gas					Reservas recuperables gas asociado	Observaciones			
			Petróleo original en sitio (MBLS)	Relación gas/ petróleo original (PCN/BN)	Gas original en sitio	Factor de recobro (%)	Reservas recuperables gas en solución	Espesor de arena neta (pies)	Áreas (Acres)	Volumen (Acres- Pies)	Porosidad (%)	saturación del gas (%)			Factor volumétrico del gas (PCN/PCY)	Gas original en sitio	
																(MPCN/ Acres-Pies)	Total

Tabla D-27. Descubrimientos, extensiones y revisiones - Reservas posibles de gas asociado con el petróleo y el condensado

IIIC-3C

Nombre de la Empresa															Pagina:		
															Fecha:		
IIIC-3C Descubrimientos, extensiones y revisiones de las reservas posibles de gas asociado con el petróleo y el condensado (Millones de pies cúbicos normales)																	
Región:																	
Jurisdicción:																	
Distrito:																	
Unidad de Explotación:																	
Campo/ Prospecto	Serie	Tipo de hidrocarburo	Nombre del pozo	Clasificación del pozo		Tipo de programa	Gas en solución				Capa de gas				Total cambio	Método de cálculo	Observaciones
				Inicial	Final		Descubrimientos	Extensiones	Revisiones		Descubrimientos	Extensiones	Revisiones				
									Primarias	Suplementarias			Total	Primarias			



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 107 de 111
		Fecha:

Tabla D-28. Datos básicos y reservas probadas de gas natural no asociado

IIID-1A

Nombre de la Empresa																		Página: Fecha:						
IIID-1A Datos básicos y reservas probadas de gas natural no asociado (Millones de pies cúbicos normales)																								
Región: Jurisdicción: Distrito: Unidad de Explotación:																								
Campo/ Yacimiento	Datos del Yacimiento						Gas original		Factor de recobro (%)	Reservas recuperables	Producción		Reservas remanentes		Presión de yacimiento lpcx100			Profundidad del plano de referencia (pies)	Temperatura (°F)	Gravedad específica	Poder calorífico (BTU/lpc)	Líquidos obtenibles (BLS/MMPSC)	Observaciones	
	Espesor (pies)	Áreas (Acres)	Volumen (Acres-Pies)	Porosidad (%)	Saturación del gas (%)	Factor de expansión del gas (PCN/PCY)	Permeabilidad (mD)	Por unidad de volumen (MPC/Acres-Pies)			Total	Actual	Acumulada	Desarrolladas	No desarrolladas	Total	Original							Rocio

Tabla D-29. Descubrimientos, extensiones y revisiones de las reservas probadas de gas natural no asociado

IIID-1B

Nombre de la Empresa												Página: Fecha:	
IIID-1B Descubrimientos, extensiones y revisiones de las reservas probadas de gas natural no asociado (Millones de pies cúbicos normales)													
Región: Jurisdicción: Distrito: Unidad de Explotación:													
Campo/ Yacimiento	Nombre del pozo	Clasificación del pozo		Tipo de programa	Descubrimientos	Extensiones	Revisiones			Total cambio	Método de cálculo	Observaciones	
		Inicial	Final				Primarias	Suplementarias	Total				



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 108 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

Tabla D-30. Datos básicos y reservas probables de gas natural no asociado

IIID-2A

Nombre de la Empresa															Página:				
IIID-2A Datos básicos y reservas probables de gas natural no asociado (Millones de pies cúbicos normales)															Fecha:				
Región:																			
Jurisdicción:																			
Distrito:																			
Unidad de Explotación:																			
Campo/ Prospecto	Serie	Datos del prospecto						Gas original en sitio		Factor de recobro (%)	Reservas recuperables	Presión original (lpcx100)	Profundidad del plano de referencia (pies)	Temperatura (°F)	Número de localización	Espaciamiento (M)	Gravedad específica	Recuperación por pozo	Observaciones
		Espesor (pies)	Áreas (Acres)	Volumen (Acres-Pies)	Porosidad (%)	Saturación del gas (%)	Factor de expansión del gas (PCN/PCY)	Permeabilidad (mD)	Por unidad de volumen (MPC/Acres-Pies)										

Tabla D-31. Descubrimientos, extensiones y revisiones de las reservas probables de gas natural no asociado

IIID-2B

Nombre de la Empresa												Pagina:		
IIID-2B Descubrimientos, extensiones y revisiones de las reservas probables de gas natural no asociado (Millones de pies cúbicos normales)												Fecha:		
Región:														
Jurisdicción:														
Distrito:														
Unidad de Explotación:														
Campo/ Prospecto	Serie	Tipo de hidrocarburo	Nombre del pozo	Clasificación del pozo		Tipo de programa	Descubrimientos	Extensiones	Revisiones			Total cambio	Método de cálculo	Observaciones
				Inicial	Final				Primarias	Suplementarias	Total			



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 109 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

Tabla D-32. Datos básicos y reservas posibles de gas natural no asociado

IIID-3A

Nombre de la Empresa															Página:				
IIID-3A Datos básicos y reservas posibles de gas natural no asociado (Millones de pies cúbicos normales)															Fecha:				
Región:																			
Jurisdicción:																			
Distrito:																			
Unidad de Explotación:																			
Campo/ Prospecto	Serie	Datos del prospecto						Gas original en sitio		Factor de recobro (%)	Reservas recuperables	Presión original (lpcx100)	Profundidad del plano de referencia (pies)	Temperatura (°F)	Número de localización	Espaciamiento (M)	Gravedad específica	Recuperación por pozo	Observaciones
		Espesor (pies)	Áreas (Acres)	Volumen (Acres- Pies)	Porosidad (%)	Saturación del gas (%)	Factor de expansión del gas (PC/NPCY)	Permeabilidad (mD)	Por unidad de volumen (MPC/Acres- Pies)										

Tabla D-33. Descubrimientos, extensiones y revisiones de las reservas posibles de gas natural no asociado

IIID-3B

Nombre de la Empresa											Página:			
IIID-3B Descubrimientos, extensiones y revisiones de las reservas posibles de gas natural no asociado (Millones de pies cúbicos normales)											Fecha:			
Región:														
Jurisdicción:														
Distrito:														
Unidad de Explotación:														
Campo/ Prospecto	Serie	Tipo de hidrocarburo	Nombre del pozo	Clasificación del pozo		Tipo de programa	Descubrimientos	Extensiones	Revisiones			Total cambio	Método de cálculo	Observaciones
				Inicial	Final				Primarias	Suplementarias	Total			



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL:	Pág. 110 de 111
	MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Fecha:

Tabla D-34. Resumen de reservas probadas, probables y posibles de gas

IIIE

Nombre de la Empresa														Página:
IIIE Resumen de reservas probadas, probables y posibles de gas (Millones de pies cúbicos normales)														Fecha:
Región:														
Jurisdicción:														
Distrito:														
Unidad de Explotación:														
Campo/ Tipo de hidrocarburo /Total	Asociado							No asociado						
	Probadas		Probables		Posibles		Total asociado	Probadas		Probables		Posibles		Total no asociado
	Número de yacimientos	Reservas remanentes	Número de prospectos	Reservas recuperables	Número de prospectos	Reservas recuperables		Número de yacimientos	Reservas remanentes	Número de prospectos	Reservas recuperables	Número de prospectos	Reservas recuperables	
														Total reservas de gas

Tabla D-35. Resumen de reservas probadas de gas

IIIE-1

Nombre de la Empresa													Página:		
Fecha:															
IIIE-1 Resumen de las reservas probadas de gas (Millones de pies cúbicos normales)															
Región:															
Jurisdicción:															
Distrito:															
Unidad de Explotación:															
Campo/ Tipo de hidrocarburo /Total	Gas original en sitio			Reservas recuperables			Producción				Inyección		remanentes		
	Asociado	No asociado	Total	Asociado	No asociado	Total	Anual		Acumulada		Anual	Acumulada	Asociado	No asociado	Total
							Asociado	No asociado	Asociado	No asociado					



 Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	NOMBRE DEL MANUAL: MANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	Pág. 111 de 111 Fecha:
---	--	--------------------------------------

ANEXO E- Comunicación Tipo

SOLICITUD DE CAMBIO DE RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS

CÓDIGO DE LA COMUNICACIÓN

Ciudadano

XXXXX XXXXXXXX

Director General de Exploración Petrolera
Ministerio de Poder Popular de Hidrocarburos
 Su despacho.

Yo, nombre del representante legal de la empresa, nacionalidad, mayor de edad, titular de la cédula de identidad no. XXXXXXXXX, domiciliado en la ciudad de XXXXXXXX, jurisdicción del estado XXXXXXXX, actuando en representación de nombre de la Empresa, S.A., Sociedad Mercantil inscrita en el Registro Mercantil XXXXXXXX de la circunscripción judicial del entidad federal del registro mercantil en fecha de inscripción en el registro mercantil, bajo el N° XX , tomo (datos del documento), y si existe modificación al documento original indicarlo, representación que ejerzo en virtud de poder otorgado por ante la notaría pública indicar numero de la notaría, circunscripción judicial, número, tomo y fecha, por el presente documento declaro: nombre de la Empresa consigna y somete a su consideración y aprobación el Cambio de las Reservas Probadas (tipo de reservas: primarias o suplementarias) por (indicar la actividad generadora del cambio: por descubrimiento, extensión o revisión) de XX yacimiento (s): nombres de los yacimientos, razón del cambio correspondiente, los cuales generan un indicar si es un incremento o una disminución de las reservas recuperables de XX MBN de petróleo y XXX MMPCN y gas natural, respectivamente, ubicados en la indicar unidad explotación, área, distrito, división, campo, municipio, jurisdicción y estado.

Caracas a los XX días del mes de XXXXXXXX del año XXXX.

Indicar la persona contacto: Nombres, cargos, teléfonos y correo electrónico actualizados.

Nota: El documento de solicitud debe ser presentado en hoja tamaño oficio y debidamente firmado.





Ministerio del Poder Popular de
HIDROCARBUROS